

**COMPTES CONSOLIDÉS
AU 31 DÉCEMBRE 2017**

Compte de résultat consolidé

<i>(en millions d'euros)</i>	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 <i>trading</i>		(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

État du résultat global consolidé

	2017			2016		
	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Résultat net consolidé	3 173	116	3 289	2 851	160	3 011
Juste valeur des actifs disponibles à la vente - variation brute ⁽¹⁾	107	-	107	318	-	318
Juste valeur des actifs disponibles à la vente - effets d'impôt	(61)	-	(61)	(116)	-	(116)
Juste valeur des actifs disponibles à la vente - quote-part des entreprises associées et des coentreprises	77	-	77	21	-	21
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	123		123	223	-	223
Juste valeur des instruments de couverture - variation brute ⁽¹⁾	1 513	4	1 517	290	26	316
Juste valeur des instruments de couverture - effets d'impôt	(361)	(2)	(363)	268	(8)	260
Juste valeur des instruments de couverture - quote-part des entreprises associées et des coentreprises	6	-	6	(15)	-	(15)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	1 158	2	1 160	543	18	561
Écarts de conversion des entités contrôlées	(970)	(169)	(1 139)	(2 755)	(380)	(3 135)
Écarts de conversion des entreprises associées et des coentreprises	(531)	-	(531)	43	-	43
Écarts de conversion	(1 501)	(169)	(1 670)	(2 712)	(380)	(3 092)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat	(220)	(167)	(387)	(1 946)	(362)	(2 308)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - variation brute ⁽²⁾	1 061	60	1 121	468	93	561
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt	(337)	(12)	(349)	(175)	(16)	(191)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - quote-part des entreprises associées et des coentreprises	16	-	16	(352)	-	(352)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	740	48	788	(59)	77	18
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat	740	48	788	(59)	77	18
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	520	(119)	401	(2 005)	(285)	(2 290)
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ	3 693	(3)	3 690	846	(125)	721

(1) Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat relatives aux actifs financiers disponibles à la vente et aux instruments financiers de couverture sont présentées respectivement en notes 36.2.2 et 41.4

(2) Les variations brutes des écarts actuariels sont présentées en note 31.1.2.

Bilan consolidé

ACTIF <i>(en millions d'euros)</i>	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 <i>(en millions d'euros)</i>	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

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2017	2016
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		3 401	4 181
Pertes de valeur / (reprises)		518	639
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		9 980	9 814
Produits et charges financiers		764	948
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		243	330
Plus ou moins-values de cession		(2 739)	(877)
Variation du besoin en fonds de roulement	43.1	1 476	(1 935)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		13 643	13 100
Frais financiers nets décaissés		(1 209)	(1 137)
Impôts sur le résultat payés		(771)	(838)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		11 663	11 125
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise ⁽¹⁾		(2 463)	(127)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée ⁽²⁾		2 472	372
Investissements incorporels et corporels	43.2	(14 747)	(14 397)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		1 140	508
Variations d'actifs financiers		1 885	(2 913)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(11 713)	(16 557)
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF		4 005	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽³⁾		481	1 368
Dividendes versés par EDF	27.3	(109)	(165)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(183)	(289)
Achats/ventes d'actions propres		(6)	(2)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		4 188	912
Émissions d'emprunts		2 901	9 424
Remboursements d'emprunts		(6 304)	(6 176)
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	(565)	(582)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		144	143
Subventions d'investissement reçues		348	417
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		(3 476)	3 226
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		712	4 138
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		662	(1 294)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE			
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		662	(1 294)
Incidence des variations de change		(13)	102
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		21	20
Incidence des reclassements		129	(117)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLOTURE	37	3 692	2 893

(1) Incluant le prix d'acquisition de Framatome pour 1 868 millions d'euros (voir note 3.2).

(2) Incluant en 2017 la cession partielle de la Coentreprise de Transport d'Électricité ci-après désignée « CTE » (ex C25), société détenant les titres de RTE, pour un montant de 1 282 millions d'euros (voir note 3.4.1).

(3) Augmentations ou réductions de capital et acquisitions ou cessions d'intérêts dans des sociétés contrôlées. Comprend en 2017, un montant de 501 millions d'euros relatif à la part versée par CGN au titre des augmentations de capital de NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co.

Variation des capitaux propres consolidés

	Capital	Actions propres	Écarts de conversion ⁽¹⁾	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers ⁽²⁾	Autres réserves consolidées et résultat	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>								
Capitaux propres Au 31/12/2015	960	(38)	4 349	(2 353)	31 831	34 749	5 491	40 240
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(2 712)	766	(59)	(2 005)	(285)	(2 290)
Résultat net	-	-	-	-	2 851	2 851	160	3 011
Résultat global consolidé	-	-	(2 712)	766	2 792	846	(125)	721
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(582)	(582)	-	(582)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(2 026)	(2 026)	(288)	(2 314)
Achats/ventes d'actions propres	-	9	-	-	-	9	-	9
Augmentation de capital d'EDF ⁽³⁾	95	-	-	-	1 767	1 862	-	1 862
Autres variations ⁽⁴⁾	-	-	-	-	(420)	(420)	1 846	1 426
Capitaux propres au 31/12/2016	1 055	(29)	1 637	(1 587)	33 362	34 438	6 924	41 362
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(1 501)	1 281	740	520	(119)	401
Résultat net	-	-	-	-	3 173	3 173	116	3 289
Résultat global consolidé	-	-	(1 501)	1 281	3 913	3 693	(3)	3 690
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(565)	(565)	-	(565)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 532)	(1 532)	(183)	(1 715)
Achats/ventes d'actions propres	-	(11)	-	-	-	(11)	-	(11)
Augmentation de capital d'EDF ⁽⁵⁾	409	-	-	-	5 018	5 427	-	5 427
Autres variations ⁽⁶⁾	-	-	-	-	(93)	(93)	603	510
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2017	1 464	(40)	136	(306)	40 103	41 357	7 341	48 698

(1) Les écarts de conversion varient de (1 501) millions d'euros au 31 décembre 2017 et sont principalement liés à la dépréciation de la livre sterling et du dollar par rapport à l'euro.

(2) Les variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché, aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente ainsi qu'aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger et aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dénoués. Ces variations sont détaillées dans l'état du résultat global consolidé.

(3) En 2016, l'augmentation de capital et la prime d'émission pour un montant total de 1 862 millions d'euros sont liées au paiement en actions du solde de dividendes au titre de 2015 et de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2016.

(4) Les « autres variations » des capitaux propres en 2016 incluaient l'effet de la cession à CGN de 33,5 % de HPC Holding Co et de 20 % de Sizewell C Holding Co réalisée le 29 septembre 2016. Cette transaction a eu en 2016 un effet de (548) millions d'euros sur les capitaux propres part du groupe et un effet de 1 510 millions d'euros sur les capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle (voir note 3.7.2).

Elles comprenaient également en 2016 les effets de l'opération Cogestar pour 119 millions d'euros (voir note 5.2).

(5) En 2017, la variation du capital et des autres réserves consolidées (prime d'émission) est liée à l'augmentation de capital d'EDF pour un montant net de frais de 4 005 millions d'euros (voir note 3.1), au paiement en actions du solde de dividendes au titre de 2016 pour un montant de 1 024 millions d'euros et de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2017 pour un montant de 398 millions d'euros (voir note 27.3).

(6) Les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent l'effet des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding Ltd. et Sizewell C Holding Co. pour 501 millions d'euros. Elles comprennent également les effets de l'acquisition de Framatome pour 209 millions d'euros (voir note 3.2) et les effets de l'opération Cogestar pour 48 millions d'euros (voir note 5.2).

SOMMAIRE DE L'ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 1	REFERENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	11
1.1	DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	11
1.2	ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE AU 31 DÉCEMBRE 2017	11
1.3	RESUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES ET D'ÉVALUATION	17
NOTE 2	COMPARABILITE DES EXERCICES	45
NOTE 3	OPERATIONS ET EVENEMENTS MAJEURS	45
3.1	AUGMENTATION DE CAPITAL D'EDF SA	45
3.2	ACQUISITION DE 75,5 % DE FRAMATOME	45
3.3	PRECISIONS SUR LE PROJET HINKLEY POINT C.....	51
3.4	PLAN DE CESSIONS	51
3.5	ÉMISSION D'OBLIGATIONS SAMOURAÏ DE 137 MILLIARDS DE YENS	53
3.6	INCONSTITUTIONNALITÉ DE LA CONTRIBUTION DE 3 % SUR LES REVENUS DISTRIBUÉS.....	53
3.7	OPÉRATIONS ET ÉVÉNEMENTS MAJEURS DE L'EXERCICE 2016	53
NOTE 4	ÉVOLUTIONS REGLEMENTAIRES EN FRANCE	56
4.1	TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (TRV)	56
4.2	TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE).....	56
4.3	COMPENSATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE (CSPE)	58
4.4	MÉCANISME DE CAPACITÉ.....	59
4.5	TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ EN FRANCE (TRV)	60
4.6	CERTIFICATS D'ECONOMIE D'ENERGIE (CEE) : MISE EN PLACE DE LA QUATRIEME PERIODE (2018-2020)	60
4.7	ARENH.....	60
NOTE 5	ÉVOLUTIONS DU PERIMETRE DE CONSOLIDATION	60
5.1	PRISE DE CONTRÔLE DE LA SOCIETE FUTURE.....	61
5.2	GROUPE DALKIA : CESSION DE PARTICIPATIONS DANS COGESTAR 1,2 ET 3	61
NOTE 6	INFORMATIONS SECTORIELLES	61
6.1	INFORMATIONS PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL.....	61
6.2	CHIFFRE D'AFFAIRES EN PROVENANCE DE CLIENTS TIERS VENTILÉ PAR GROUPES DE PRODUITS OU SERVICES	63
	COMPTE DE RÉSULTAT	65
NOTE 7	CHIFFRE D'AFFAIRES	65
NOTE 8	ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ENERGIE	65
NOTE 9	AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	66
NOTE 10	CHARGES DE PERSONNEL	66
10.1	CHARGES DE PERSONNEL.....	66
10.2	EFFECTIFS MOYENS.....	66
NOTE 11	IMPOTS ET TAXES	67
NOTE 12	AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS	67
12.1	SUBVENTIONS D'EXPLOITATION.....	67
12.2	RESULTATS DE DÉCONSOLIDATION ET DE CESSIONS D'IMMOBILISATIONS.....	67
12.3	AUTRES PRODUITS ET CHARGES.....	68
NOTE 13	PERTES DE VALEUR / REPRISES	68
13.1	PERTES DE VALEUR PAR CATÉGORIES D'IMMOBILISATIONS	68
13.2	TESTS DE PERTE DE VALEUR SUR LES GOODWILL, ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS	68
NOTE 14	AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION	73
NOTE 15	RESULTAT FINANCIER	73
15.1	COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	73
15.2	EFFET DE L'ACTUALISATION	73

15.3	AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	74
NOTE 16	IMPOTS SUR LES RESULTATS	74
16.1	VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPOT	74
16.2	RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE (PREUVE D'IMPOT)	75
16.3	VARIATION DES ACTIFS ET PASSIFS D'IMPOTS DIFFÉRÉS	75
16.4	VENTILATION DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PAR NATURE	76
NOTE 17	RESULTAT NET ET RESULTAT NET DILUE PAR ACTION.....	76
ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES		78
NOTE 18	GOODWILL	78
18.1	VARIATION DES GOODWILL	78
18.2	RÉPARTITION DES GOODWILL PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL.....	78
NOTE 19	AUTRES ACTIFS INCORPORELS	79
NOTE 20	IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE	80
20.1	VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	80
20.2	VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)	80
NOTE 21	IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITES	81
21.1	VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	81
21.2	VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS).....	81
NOTE 22	IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	82
22.1	VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	82
22.2	VARIATION DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCÉES PAR LOCATION-FINANCEMENT)	83
22.3	CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT.....	83
NOTE 23	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES ET LES CO-ENTREPRISES	84
23.1	COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE)	85
23.2	CENG	86
23.3	TAISHAN.....	87
23.4	ALPIQ.....	88
NOTE 24	STOCKS.....	89
NOTE 25	CLIENTS ET COMPTES RATTACHES.....	89
25.1	CREANCES ÉCHUES/NON ÉCHUES	90
25.2	OPÉRATIONS DE MOBILISATION DE CRÉANCES.....	90
NOTE 26	AUTRES DEBITEURS.....	90
NOTE 27	CAPITAUX PROPRES.....	91
27.1	CAPITAL SOCIAL.....	91
27.2	ACTIONS PROPRES	91
27.3	DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES	91
27.4	INSTRUMENTS DE CAPITAUX PROPRES	92
27.5	PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE (INTÉRÊTS MINORITAIRES)	93
NOTE 28	PROVISIONS.....	94
NOTE 29	PROVISIONS LIEES A LA PRODUCTION NUCLEAIRE - AVAL DU CYCLE, DECONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS	95
29.1	PROVISIONS NUCLÉAIRES EN FRANCE	96
29.2	PROVISIONS NUCLÉAIRES D'EDF ENERGY	105

NOTE 30	AUTRES PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION	107
NOTE 31	PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL.....	108
31.1	GROUPE EDF	108
31.2	FRANCE (ACTIVITÉS RÉGULÉES ET ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION)	110
31.3	ROYAUME-UNI.....	114
NOTE 32	AUTRES PROVISIONS.....	117
NOTE 33	PASSIFS SPECIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE	118
NOTE 34	FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES	118
NOTE 35	AUTRES CREDITEURS	118
35.1	AVANCES ET ACOMPTES REÇUS	119
35.2	DETTES FISCALES.....	119
35.3	PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME.....	119
ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS		120
NOTE 36	ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	120
36.1	RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	120
36.2	DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS.....	120
36.3	PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES.....	121
36.4	VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS	122
NOTE 37	TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE	122
NOTE 38	PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS.....	123
38.1	RÉPARTITION COURANT/NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS	123
38.2	EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	123
38.3	ENDETTEMENT FINANCIER NET	126
NOTE 39	AUTRES INFORMATIONS SUR LES ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS	127
39.1	JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS.....	127
39.2	COMPENSATION D'ACTIFS ET DE PASSIFS FINANCIERS	128
NOTE 40	GESTION DES RISQUES MARCHES ET DE COUNTERPARTIE.....	129
NOTE 41	INSTRUMENTS DERIVES ET COMPTABILITE DE COUVERTURE	130
41.1	COUVERTURE DE JUSTE VALEUR	131
41.2	COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE	131
41.3	COUVERTURE D'INVESTISSEMENTS NETS À L'ÉTRANGER.....	131
41.4	IMPACT DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE EN CAPITAUX PROPRES	132
41.5	COUVERTURES DE JUSTE VALEUR LIÉES AUX MATIÈRES PREMIÈRES	134
NOTE 42	INSTRUMENTS DERIVES NON QUALIFIES DE COUVERTURE	134
42.1	DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	135
42.2	DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	135
42.3	CONTRATS DÉRIVÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE	136
FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS		137
NOTE 43	FLUX DE TRESORERIE.....	137
43.1	VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	137
43.2	INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS.....	137
NOTE 44	ENGAGEMENTS HORS BILAN.....	137
44.1	ENGAGEMENTS DONNÉS	137
44.2	ENGAGEMENTS REÇUS	143
NOTE 45	PASSIFS EVENTUELS	145
45.1	CONTRÔLES FISCAUX	145
45.2	LITIGES EN MATIÈRE SOCIALE.....	145
45.3	ENEDIS - CONTENTIEUX AVEC DES PRODUCTEURS PHOTOVOLTAÏQUES.....	145

NOTE 46	ACTIFS ET PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	147
NOTE 47	ACTIFS DEDIES D'EDF.....	147
47.1	RÉGLEMENTATION	147
47.2	COMPOSITION ET ÉVALUATION DES ACTIFS DÉDIÉS.....	148
47.3	VALORISATION DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF.....	150
47.4	ÉVOLUTIONS DES ACTIFS DÉDIÉS SUR L'EXERCICE 2017	151
47.5	COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	152
47.6	ACTIFS DEDIES DE FRAMATOME ET SOCODEI	152
NOTE 48	PARTIES LIEES	152
48.1	TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION.....	152
48.2	RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT	153
48.3	RÉMUNERATION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION.....	154
NOTE 49	ENVIRONNEMENT	155
49.1	DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE	155
49.2	CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE	155
49.3	CERTIFICATS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE	155
NOTE 50	ÉVÉNEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE.....	156
50.1	CONFIRMATION DE LA DECISION DE LA COMMISSION EUROPEENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CREEES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUVELLEMENT DES OUVRAGES DU RESEAU D'ALIMENTATION GENERALE (« RAG »).	156
NOTE 51	PERIMETRE DE CONSOLIDATION AU 31 DECEMBRE 2017	157
51.1	SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR INTÉGRATION GLOBALE	158
51.2	SOCIÉTÉ DÉTENUE SOUS FORME D'ACTIVITÉS CONJOINTES.....	159
51.3	SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR MISE EN ÉQUIVALENCE.....	160
51.4	SOCIÉTÉS POUR LESQUELLES LES DROITS DE VOTE DIFFÈRENT DU POURCENTAGE D'INTÉRÊT	160
NOTE 52	HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES	161

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France.

Les comptes consolidés reflètent la situation comptable de la Société et de ses filiales (l'ensemble constituant le « Groupe ») ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées, les partenariats qualifiés d'activités conjointes et les coentreprises pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, le transport, la distribution, la commercialisation, le négoce et les services énergétiques. Il intègre à compter du 31 décembre 2017 les activités de Framatome : services et fabrications d'équipements et de combustibles pour les réacteurs (voir note 3.2).

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2017 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 15 février 2018. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 15 mai 2018.

Note 1 Référentiel comptable du groupe

1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

En application du règlement européen n°1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2017 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2017. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le Groupe n'a pas anticipé l'application de normes et interprétations dont la mise en œuvre n'est pas obligatoire en 2017.

1.2 ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE AU 31 DÉCEMBRE 2017

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2017 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2016 à l'exception des changements ci-après :

1.2.1 Textes adoptés par l'Union européenne dont l'application est obligatoire au 1^{er} janvier 2017

Les textes adoptés par l'Union européenne et dont l'application est obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017 sont les suivants :

- les amendements à IAS 12 « Impôts sur le résultat » : « Comptabilisation d'actifs d'impôts différés au titre de pertes latentes » : pas d'impact pour le groupe.
- les amendements à IAS 7 « État des flux de trésorerie » : « Initiative concernant les informations à fournir ». Ces amendements imposent aux entreprises de publier des informations permettant une réconciliation des variations bilancielle des passifs et actifs financiers qui sont présentés dans la section « flux de financement » du tableau de flux de trésorerie, en distinguant les mouvements cash et non-cash (voir note 38.2.1).

1.2.2 Textes adoptés par l'Union européenne mais dont l'application est postérieure au 31 décembre 2017

1.2.2.1 IFRS 15 - Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

Le 22 septembre 2016, l'Union européenne (UE) a adopté la norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients », d'application obligatoire à partir du 1^{er} janvier 2018. Les amendements associés ont été adoptés le 31 octobre 2017 et seront applicables à la même date que la norme IFRS 15.

En 2017, les travaux de préparation à la mise en œuvre de la norme ont été poursuivis et ont permis d'identifier les opérations dont le traitement comptable sera modifié. Les deux principales évolutions portent sur :

- **La comptabilisation des produits d'acheminement d'énergie (distinction agent-principal) :**

Selon l'analyse IAS 18, l'acheminement compris dans le contrat de fourniture d'énergie est de fait comptabilisé en chiffre d'affaires par toutes les entités du Groupe assurant la fourniture d'électricité ou de gaz.

La norme IFRS 15 impose d'étudier si l'acheminement est une obligation de prestation distincte ou non au sein du contrat de fourniture d'énergie. Elle fixe par ailleurs les conditions dans lesquelles une entité intervient en tant que principal ou agent dans le cadre de la fourniture d'un bien ou d'un service avec intervention d'un tiers. Si l'entité est qualifiée de principal, alors elle peut reconnaître le chiffre d'affaires au titre de cette prestation. Dans le cas contraire, elle est qualifiée d'agent et, ne peut reconnaître en chiffre d'affaires au titre de l'acheminement, que le montant de son éventuelle commission.

Une revue des contrats et du cadre réglementaire en vigueur a été menée pour chaque pays dans lequel les clients disposent de contrats uniques incluant la fourniture et l'acheminement du gaz et/ou de l'électricité (France, Belgique, Royaume-Uni et Italie).

- En France et en Belgique, le Groupe a conclu que l'acheminement est une prestation distincte de la fourniture d'énergie et que le fournisseur d'énergie agit comme agent au titre de cette prestation d'acheminement. En effet, le fournisseur ne porte pas la responsabilité d'exécution de cette prestation, il n'est pas exposé à un risque sur stock ou capacité et n'a pas la possibilité de répercuter au client final un prix autre que celui que met à sa charge le distributeur pour l'acheminement. En outre, en France, le risque crédit est supporté par le distributeur et, à compter du 1^{er} janvier 2018, les fournisseurs d'énergie seront rémunérés par une commission versée par les distributeurs au titre de la gestion des clients en contrat unique (voir note 4.2).

En France, les prestations d'acheminement d'électricité sont très majoritairement réalisées par Enedis, le gestionnaire de réseau de distribution et filiale régulée du Groupe. En conséquence, l'analyse agent – principal sur l'acheminement électricité en France n'aura d'impact que sur la présentation du chiffre d'affaires dans l'information sectorielle. Dans l'information sectorielle, le chiffre d'affaires lié à l'acheminement électricité figure actuellement dans le segment France – Activités Régulées, en tant que chiffre d'affaires inter-secteur. Avec l'application d'IFRS 15, il sera désormais présenté comme du chiffre d'affaires externe.

Cette analyse conduira à réduire le chiffre d'affaires du groupe à hauteur du montant de l'acheminement gaz et électricité en Belgique et du montant de l'acheminement gaz en France.

À titre d'illustration, les montants au titre de l'exercice 2017 auraient été respectivement de 1 065 millions d'euros pour la Belgique – segment Autre international –, 387 millions d'euros pour la France – Production et Commercialisation et 56 millions d'euros pour la France - Activités régulées. Ces chiffres ne sont pas nécessairement représentatifs des montants de l'exercice 2018, ceux-ci étant sensibles aux volumes d'acheminement, qui dépendent notamment du climat et du niveau de la demande, et aux tarifs d'acheminement.

Corrélativement, les achats d'acheminement (au sein des achats de combustible et d'énergie) seront diminués du même montant. La qualification d'agent n'aura donc pas d'impact sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe.

- En Italie et au Royaume-Uni en revanche, la qualification du fournisseur d'énergie comme principal pour les prestations d'acheminement est maintenue.

Au Royaume-Uni, le Groupe a conclu que la fourniture et l'acheminement constituaient une unique obligation de prestation pour laquelle le fournisseur est principal. En Italie, le risque supporté par le

fournisseur sur les réservations de capacités auprès des opérateurs de réseau et la possibilité qui lui est laissée dans la fixation du prix de l'acheminement au client final justifient la qualification de principal.

▪ **La comptabilisation des transactions d'achat et vente d'énergie sur les marchés dans le cadre des activités d'optimisation.**

Certaines entités du Groupe procèdent à des opérations sur les marchés de gros de l'électricité et de gaz en application de la politique de gestion des risques du Groupe. Ainsi, en fonction de la position nette à couvrir, une entité est amenée à réaliser des achats et des ventes sur les marchés à terme et les marchés spot. Ces couvertures sont réalisées progressivement et donnent lieu à des opérations d'optimisation (ajustement offre/demande à différents pas de temps et arbitrages entre l'utilisation de moyens de production propres et approvisionnement sur les marchés).

L'analyse des contrats réalisée dans le cadre de la mise en application d'IFRS 15 a conduit le Groupe à considérer qu'une comptabilisation en net reflète de façon plus pertinente la réalité économique de ces transactions d'optimisation, alors que certaines des entités du Groupe (Edison – Segment Italie, EDF Luminus – Segment Autre International, Dalkia – Segment Autres métiers) présentaient jusqu'ici, en brut, le chiffre d'affaires avec pour contrepartie des achats d'énergie. Sur la base des données 2017, ce changement conduirait à réduire le chiffre d'affaires et les achats d'énergie à hauteur de 2 793 millions d'euros, sans impact sur l'excédent brut d'exploitation. Ces chiffres ne sont pas nécessairement représentatifs du montant au titre de l'exercice 2018, celui-ci étant par nature très variable d'une année à l'autre.

Les autres sujets identifiés dont le traitement comptable pourrait être amené à évoluer du fait de l'application d'IFRS 15 ne devraient pas avoir d'impacts significatifs sur le chiffre d'affaires ou le résultat du Groupe.

Par ailleurs, l'évaluation des impacts liés à la mise en œuvre d'IFRS 15 sur les modalités de reconnaissance du chiffre d'affaires de Framatome, entité intégrée par le Groupe à compter du 31 décembre 2017, est en cours de finalisation. Les sujets identifiés portent principalement sur le niveau de regroupement des contrats, la composante de financement, les pénalités contractuelles et le calcul des pertes à terminaison.

La méthode rétrospective complète sera appliquée et n'aura pas d'impact significatif sur les capitaux propres du Groupe.

Enfin, le Groupe continue de suivre, en lien avec la mise en œuvre d'IFRS 15, les évolutions des textes internationaux susceptibles de modifier la comptabilisation actuelle des activités à tarif régulé.

1.2.2.2 IFRS 9 - Instruments financiers

La norme IFRS 9 « Instruments Financiers » adoptée par l'Union européenne en date du 22 novembre 2016, remplacera à compter du 1^{er} janvier 2018 la norme IAS 39 « Instruments financiers ». Cette norme définit de nouveaux principes en matière de classement et d'évaluation des instruments financiers, de dépréciation pour risque de crédit des actifs financiers et de comptabilité de couverture.

Dès 2015, le Groupe a initié des travaux pour appréhender les conséquences de l'application de la future norme. En 2016 et 2017, les travaux de préparation à la mise en œuvre de la norme ont été poursuivis et ont permis d'identifier les instruments dont le traitement comptable sera modifié, ainsi que les évolutions nécessaires des systèmes d'information.

Classement et évaluation

Hormis les actifs financiers évalués au coût amorti en application d'IAS 39 tels que les prêts, les comptes clients et comptes rattachés ou certaines créances financières, la quasi-totalité du portefeuille d'actifs financiers du Groupe est actuellement classé selon IAS 39 en actifs financiers disponibles à la vente. Ces actifs sont en conséquence évalués à la juste valeur au bilan, les variations de juste valeur étant comptabilisées en autres éléments du résultat global (OCI) ; les pertes et gains latents comptabilisés en OCI tout au long de la détention du titre sont transférés au compte de résultat au moment de sa décomptabilisation.

Le portefeuille d'actifs financiers du Groupe a fait l'objet d'une revue détaillée et approfondie pour déterminer leur futur traitement comptable sous IFRS 9, en fonction des caractéristiques de leurs flux contractuels d'une part, et de leur modèle de gestion, d'autre part. Les principaux impacts porteront sur les actifs financiers détenus sous forme de parts dans des Organismes de Placement Collectif (OPC), et à un degré moindre sur les instruments de capitaux propres (actions) détenus.

Plus spécifiquement, une grande partie des actifs financiers impactés par ces évolutions concerne le portefeuille financier au sein des actifs dédiés (qui s'élève à 20 848 millions d'euros au 31 décembre 2017 – voir note 36.2.2), destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval du cycle nucléaire d'EDF en France (voir note 47).

Le tableau de correspondance ci-dessous synthétise les modifications de classement des actifs financiers détenus par le Groupe au 31 décembre 2017 entre IAS 39 et IFRS 9 ainsi que les impacts sur les états financiers du Groupe. Ces modifications sont détaillées ensuite dans les paragraphes ci-dessous.

<i>(en milliards d'euros)</i>		Catégories IFRS 9				Réserve brute de JV 31.12.17
Catégories IAS 39	Solde au bilan 31.12.2017	Coût amorti	Juste valeur par OCI	Juste valeur par OCI non recyclables	Juste valeur par résultat	
Actifs disponibles à la vente	40,9	-	20,8	0,5	19,6	2,2
Actifs dédiés	20,8	-	5,0	-	15,9	2,1
Actifs liquides	19,0	-	15,8	-	3,1	0,1
Autres titres	1,1	-	-	0,5	0,6	-
Prêts et créances	14,6	14,3	-	-	0,3	-
Clients et comptes rattachés	23,4	21,8	1,6	-	-	-

- Concernant les parts détenues dans les **OPC**, qui représentent une part significative du portefeuille financier au sein des actifs dédiés, les plus ou moins-values latentes, jusqu'alors comptabilisées en autres éléments du résultat global, et transférées en résultat lors de leur décomptabilisation, affecteront désormais directement le compte de résultat du Groupe car les titres seront classés à la juste valeur par compte de résultat.

Au-delà de parts dans des OPC (OPCVM et FIA), le Groupe investit également de façon significative, pour les besoins du portefeuille d'actifs dédiés, dans des fonds indiciels cotés (*Exchange-Traded Fund* ou **ETF**). Ces fonds indiciels cotés sur les marchés réglementés ont pour objectif de répliquer les variations d'un indice à la hausse ou à la baisse et se caractérisent par une gestion passive pour le gestionnaire de fonds. Les discussions de place conduites ces derniers mois sur l'enjeu de la classification de ces titres « hybrides » n'ont pas permis de conclure à une qualification d'instruments de capitaux propres au regard d'IAS 32 - ce qui correspondait à l'analyse initialement conduite par le Groupe – mais d'instruments de dettes remboursables au gré du porteur. Il en résulte que les parts dans les ETF auront le même traitement sous IFRS 9 que les parts d'OPCVM, à savoir que les plus ou moins-values latentes seront comptabilisées dans le compte de résultat du Groupe.

Sur ces différents instruments, le cumul des variations de juste valeur à l'ouverture au 1^{er} janvier 2018, d'un montant de 1,8 milliards d'euros avant impôts, sera reclassé en réserves non recyclables.

Par ailleurs, sur ces instruments, l'impact d'une mise en œuvre d'IFRS 9 en lieu et place d'IAS 39 sur le résultat financier du Groupe au 31 décembre 2017 aurait été, toutes choses égales par ailleurs, de l'ordre de 349 millions d'euros consistant en :

- la non reconnaissance des plus ou moins-values latentes 2016 réalisées en 2017 ((800) millions d'euros) ;
- la reconnaissance en résultat des variations de plus et moins-values latentes en 2017 (incluant l'effet des couvertures de change), représentative de la volatilité sur l'exercice, soit 1 149 millions d'euros.

L'estimation des principaux impacts de la mise en œuvre de la norme sur la base des chiffres au 31 décembre 2017 est donnée à titre informatif.

Les montants indiqués ne sont en effet pas représentatifs de ceux qui seront constatés en 2018 ou lors des années futures, les résultats latents étant liés, au premier ordre, à l'évolution des différents marchés boursiers sur chaque période considérée. Des situations de plus-values latentes sur certains produits et marchés sur une période donnée peuvent se retourner en situation de moins-values latentes sur une autre période.

- Pour les **instruments de capitaux propres** non détenus à des fins de transaction (investissements de type actions), le Groupe retiendra, pour la majorité des titres du portefeuille au 31 décembre 2017, la

comptabilisation des variations de valeur en résultat. Néanmoins, pour certaines lignes de titres en portefeuille au 31 décembre 2017, le Groupe a choisi d'exercer l'option irrévocable de comptabiliser les variations de juste valeur en autres éléments du résultat global (OCI). Pour les lignes de titres concernées, comme précisé par la norme, seuls les dividendes perçus pourront être comptabilisés au compte de résultat ; les pertes et gains ne pourront pas être reconnus au compte de résultat au moment de la décomptabilisation de l'instrument.

Concernant les instruments de capitaux propres, le cumul des variations de juste valeur à l'ouverture au 1^{er} janvier 2018, d'un montant de 0,1 milliard d'euros avant impôts, sera reclassé en réserves non recyclables.

Par ailleurs, sur ces instruments, l'impact d'une mise en œuvre d'IFRS 9 en lieu et place d'IAS 39 sur le résultat financier du Groupe au 31 décembre 2017 aurait été, toutes choses égales par ailleurs, non significatif.

- L'ensemble du portefeuille **des titres de dettes, notamment le portefeuille obligataire**, est géré dans le cadre du modèle « collecte et vente ». Les analyses détaillées conduites pour les différentes lignes de titres ont montré que les flux de trésorerie associés à ce portefeuille sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à ses intérêts (test SPPI – Solely Payment of Principal and Interests selon les dispositions de la norme IFRS 9). Il en résulte pour ce portefeuille une comptabilisation des variations de juste valeur en éléments du résultat global, sans changement par rapport au traitement comptable actuel.

Comme indiqué précédemment une grande partie des actifs financiers impactés par ces évolutions concerne le portefeuille financier au sein des actifs dédiés destinés à couvrir les charges futures relatives à l'aval du cycle nucléaire d'EDF en France. De façon générale, la mise en œuvre de la norme IFRS 9 se traduira par l'accroissement de la volatilité sur le compte de résultat du Groupe, alors que les actifs dédiés sont constitués en couverture des provisions pour aval du cycle nucléaire, qui pour leur part, donnent lieu à une charge de désactualisation récurrente en résultat financier.

Dépréciation

IFRS 9 établit un modèle de dépréciation fondé sur les pertes de crédit attendues alors qu'IAS 39 était fondé sur les pertes avérées. Ce nouveau modèle de dépréciation dit ECL (*expected credit loss*) est ainsi susceptible de conduire à une comptabilisation anticipée des dépréciations par rapport à IAS 39. Ce modèle s'applique aux actifs financiers évalués au coût amorti, aux titres de dettes classés à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global, ainsi qu'aux engagements hors bilan et aux garanties financières auparavant visés par IAS 37 et aux actifs sur contrat évalués selon IFRS 15.

Le Groupe a revu les règles d'appréciation de la dégradation du risque de crédit et de détermination des pertes attendues, à un an et à maturité.

Pour les titres du portefeuille obligataire, le Groupe applique une approche basée sur la notation des contreparties dès lors que le niveau de risque de crédit est faible (« *low credit risk* »). Comme permis par la norme, le Groupe définit le seuil de « *low credit risk* » la note la plus basse de « *investment grade* ». En application de la politique de gestion des risques, la quasi-totalité du portefeuille obligataire du Groupe est constitué d'instruments émis par des contreparties notées « *Investment Grade* ». Le seuil d'identification d'une dégradation significative des titres de dettes intervient dès lors que la contrepartie ne serait plus notée « *Investment Grade* ».

Sur l'ensemble des actifs financiers concernés, suite aux analyses conduites, l'ECL estimé à fin 2017 n'est pas significatif.

Concernant les créances commerciales principalement relatives au portefeuille clients des différentes entités du Groupe, le Groupe appliquera le modèle de dépréciation simplifié d'IFRS 9 qui se base, par exemple, sur une matrice de provisions pour calculer les pertes de crédit attendues sur les créances clients. Sur l'ensemble des actifs financiers concernés, suite aux analyses conduites, l'ECL estimé à fin 2017 n'est pas significatif.

Pour les prêts, le Groupe a retenu une approche s'appuyant sur la probabilité de défaut de la contrepartie et de son appréciation de l'évolution du risque de crédit.

L'application de manière rétrospective des dispositions requises dans le nouveau modèle de dépréciation, conduirait à constater, à la date de transition, un montant non significatif en capitaux propres non recyclables.

Comptabilité de couverture

Le nouveau modèle IFRS 9 vise à simplifier la comptabilité de couverture, à mieux aligner la comptabilisation des relations de couverture sur les activités de gestion des risques et à permettre l'application de la comptabilité de couverture à un plus large éventail d'instruments de couverture et aux éléments pouvant être qualifiés d'éléments couverts. La nouvelle norme ne traite pas explicitement de la comptabilisation des activités de macro-couverture, qui fait l'objet d'un projet distinct de l'IASB.

Lors de sa première application, IFRS 9 offre deux possibilités (i) appliquer le volet « modèle général de couverture » d'IFRS 9 ou (ii) maintenir les dispositions d'IAS 39 jusqu'à la publication par l'IASB et l'adoption par l'Union européenne du texte sur la macro couverture.

Le Groupe envisage d'appliquer les nouvelles dispositions d'IFRS 9 pour la comptabilité de couverture dès le 1^{er} janvier 2018. L'application de ce volet ne devrait pas engendrer d'impacts significatifs sur les comptes du Groupe en date de transition. Les dispositions de ce volet sont toujours en cours de mise en œuvre au sein du Groupe.

Autres aspects de la norme : renégociation de dettes

Le traitement comptable sous IFRS 9 des renégociations de dettes ne donnant pas lieu à décomptabilisation a été clarifié par décision du *Board* de l'IASB en juillet 2017. Dans ce contexte, il est considéré que la seule approche compatible avec la rédaction adoptée à date de la norme IFRS 9 est la constatation d'un ajustement en résultat, corrélatif d'une modification du coût amorti de la dette en date de restructuration. Cette décision met fin à la pratique actuelle (sous option en IAS 39) qui consistait à lisser sur la durée résiduelle de la dette renégociée l'économie attendue (ou la charge complémentaire) en ajustant prospectivement le taux d'intérêt effectif de la dette.

L'impact de l'application rétrospective au 1^{er} janvier 2018 de cette clarification de la norme, à l'ensemble des opérations de modifications de dettes non décomptabilisantes (non substantielles) aux bornes du Groupe, demeure non significatif.

1.2.2.3 IFRS 16 - Contrats de location

La norme IFRS 16 « Contrats de location », adoptée par l'Union européenne le 31 octobre 2017, sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019. Le Groupe n'envisage pas d'appliquer par anticipation cette norme.

IFRS 16 prévoit que toutes les locations autres que celles de courte durée et celles portant sur des actifs de faible valeur, doivent être comptabilisées au bilan du preneur, sous la forme d'un actif de « droit d'utilisation » et en contrepartie d'une dette financière. À ce jour, les contrats existants qualifiés de locations « simples » sont présentés en engagements hors bilan. Les contrats de location du groupe EDF portent essentiellement sur des actifs immobiliers (tertiaires et logements), des installations industrielles (terrains, parcs éoliens) et pour une part mineure sur des véhicules de transport et divers matériels informatiques. Le montant du passif enregistré en dette financière est ainsi sensiblement dépendant des hypothèses retenues en matière de taux d'actualisation et de durée des engagements, les options de renouvellement, extension ou de résiliation anticipée des contrats devant être intégrées dans le calcul du passif si leur activation est jugée raisonnablement certaine lors de la conclusion du contrat.

Le Groupe a entrepris des travaux d'identification des impacts de l'application de cette nouvelle norme par le biais de questionnaires adressés à l'ensemble de ses filiales concernées et portant sur les caractéristiques des contrats de location simple existants au 31 décembre 2016, et mis à jour au 31 décembre 2017. Sur la base de ces travaux, le Groupe a analysé les incidences de la norme afin de quantifier ses impacts sur les agrégats consolidés (*i.e.* excédent brut d'exploitation, résultat net consolidé, et endettement financier net) et les modifications qu'elle pourrait entraîner dans les informations communiquées.

Les travaux de collecte et d'analyse des données sont aujourd'hui en voie de finalisation. Les hypothèses de durée de certains contrats étant toujours en cours de définition, le Groupe poursuit le chiffrage de l'estimation précise de l'impact sur le bilan de la première application d'IFRS 16.

Suite à ces travaux, il est envisagé d'appliquer la méthode rétrospective dite « modifiée » (IFRS.16.C5.b).

Par ailleurs, les choix des solutions informatiques pertinentes pour le Groupe pour la mise en œuvre d'IFRS 16 sont en cours d'étude.

1.2.2.4 Amendements IFRS 4

Les amendements à IFRS 4 « Application d'IFRS 9 Instruments financiers et d'IFRS 4 Contrats d'assurance », applicables au 1^{er} janvier 2018, ont été adoptés le 3 novembre 2017. Les impacts potentiels sur le Groupe n'ont pas encore été évalués.

1.2.3 Textes et amendements publiés par l'IASB mais non adoptés par l'Union européenne

Les textes suivants, concernant des règles et méthodes comptables appliquées par le Groupe, n'ont pas encore fait l'objet d'une adoption par l'Union européenne :

- L'interprétation IFRIC 22 « Transactions en monnaies étrangères et contrepartie anticipée» (date d'application: 1^{er} janvier 2018). Sous réserve de son adoption par l'Union européenne, ce texte sera appliqué de façon prospective par le groupe à compter du 1^{er} janvier 2018. Cette interprétation précise que lors du versement ou de la réception d'une avance en devises ayant un caractère non monétaire, celle-ci doit être comptabilisée au taux du jour, sans réévaluation ultérieure. Sur la base des analyses menées à date, le groupe estime que l'application future de l'interprétation IFRIC 22 n'aura pas d'impact significatif sur les comptes consolidés du groupe EDF.
- l'interprétation IFRIC 23 « Comptabilisation des incertitudes à l'égard des impôts sur le résultat » (date d'application: 1^{er} janvier 2019). IFRIC 23 clarifie l'application des dispositions d'IAS 12 « Impôts sur le résultat » concernant la comptabilisation et l'évaluation, lorsqu'une incertitude existe sur le traitement de l'impôt sur le résultat. Des analyses sont en cours pour estimer l'impact éventuel de ce texte.
- les amendements à IAS 28 «Participations dans des entreprises associées et des coentreprises »: « Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des coentreprises» (date d'application: 1^{er} janvier 2019). Des analyses sont en cours pour estimer l'impact éventuel de ce texte.
- Les amendements à IFRS 9 « Clauses de remboursement anticipé prévoyant une compensation négative » publiée par l'IASB le 12 octobre 2017 (applicables à compter du 1^{er} janvier 2019 avec application anticipée autorisée)
- la norme IFRS 17 « Contrats d'assurance » (date d'application : 1^{er} janvier 2021).

En outre, le Groupe n'a pas encore évalué les impacts potentiels des textes suivants :

- les amendements à IAS 40 « Immeubles de placement »: « Transferts des immeubles de placement » (date d'application 1^{er} janvier 2018) ;
- les amendements à IFRS 2 « Paiement fondé sur des actions »: « Classification et évaluation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions » (date d'application : 1^{er} janvier 2018) ;

1.3 RESUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES ET D'ÉVALUATION

Les méthodes comptables exposées ci-dessous ont été appliquées d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés.

1.3.1 Bases d'évaluation

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

1.3.2 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses

considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

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

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

1.3.2.1 Durée d'amortissement des centrales nucléaires en France

Au cas particulier des durées d'amortissement de son parc de centrales nucléaires en France, la stratégie industrielle du groupe EDF est d'en poursuivre l'exploitation au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Sur l'exercice 2016, les conditions techniques, économiques et de gouvernance conduisant à un allongement de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW étaient réunies. Le Groupe a ainsi procédé au 1^{er} janvier 2016 à l'allongement de la durée d'amortissement de l'ensemble des centrales du palier 900 MW - à l'exception de la centrale de Fessenheim - (voir note 3.7.1 Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 900 MW en France).

La durée d'amortissement des autres paliers du Groupe en France (1300 MW et 1450 MW), qui sont plus récents, est, à ce stade, maintenue à 40 ans, les conditions pour un allongement n'étant pas réunies.

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

1.3.2.2 Provisions nucléaires

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

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

Le Groupe estime que les hypothèses retenues au 31 décembre 2017 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le bilan et le compte de résultat du Groupe.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 29.1.5.

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

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires ;
- 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.

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

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

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2017 sont détaillées en note 31. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2017 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements, des capitaux propres ainsi que sur le résultat du Groupe. À ce titre, des analyses de sensibilité sont présentées en note 31.

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

Les tests de dépréciation des goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues - notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie - ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révisé ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 13.

1.3.2.5 Instruments financiers

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

1.3.2.6 Énergie en compteur et acheminement associé

Comme précisé en note 1.3.7, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

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

Compte tenu des spécificités des contrats de concession de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a retenu, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation établie sur la base du montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes-rendus annuels d'activité (voir note 1.3.13.2.1). Une approche alternative consisterait à évaluer les obligations sur la base d'une valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 1.3.23. Quelle que soit la méthode d'évaluation retenue, l'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts, de durée de vie et de dates de décaissements.

1.3.2.8 Actifs d'impôts différés

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

1.3.2.9 Autres jugements

- Dans le cadre de l'application des normes IFRS 10 et IFRS 11, le Groupe fait usage de jugement pour apprécier le contrôle ou pour qualifier le type de partenariat dont relève une entreprise contrôlée conjointement.

Notamment, EDF a constitué des Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) pour permettre d'affecter une partie des fonds destinés à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement de ses installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (voir note 47.3). Compte tenu de leurs caractéristiques, des prérogatives exercées par leurs gérants ainsi que

des modalités de définition des stratégies de gestion qui leur sont appliquées, le Groupe considère ne pas contrôler au sens d'IFRS 10 ces fonds. Ils sont par conséquent comptabilisés en actifs financiers disponibles à la vente, en application de la norme IAS 39.

D'autre part, le Groupe détient depuis 2014, *via* sa filiale Edison, une participation de 30 % dans la société Edens, avec F2i. La gouvernance et les accords contractuels relatifs à Edens mis en place dans le cadre de cette transaction confèrent cependant à Edison le contrôle exclusif de cette entité. En application d'IFRS 10, Edens est donc consolidée par intégration globale (*via* Edison) dans les comptes consolidés du Groupe.

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

1.3.3 Méthodes de consolidation

La liste des principales filiales, entreprises associées et coentreprises est présentée en note 51.

1.3.3.1 Entités contrôlées

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

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

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

1.3.3.2 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

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

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

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

1.3.3.3 Participations dans les activités conjointes

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

1.3.4 Règles de présentation des états financiers

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

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

1.3.5 Méthodes de conversion

1.3.5.1 Monnaie de présentation des comptes

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

1.3.5.2 Monnaie fonctionnelle

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

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

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

- les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euros au taux de change à la date de clôture ;
- les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période ;
- les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Écarts de conversion ».

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

1.3.5.4 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.

1.3.6 Parties liées

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales, et les sociétés sur lesquelles le groupe EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

1.3.7 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce), des revenus de raccordement et des prestations de services. Ces dernières incluent principalement des prestations de transport et de distribution de l'énergie ainsi que les enchères de capacité et d'interconnexion.

Le Groupe constate les ventes quand :

- une relation contractuelle est avérée ;
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée) ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de négoce sur le marché de l'énergie (*trading*) sont comptabilisées nettes des achats.

1.3.7.1 Mécanisme de capacité

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

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

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués. D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe.

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

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

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- Les ventes de certificats sont reconnues en produit lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
 - Les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (*i.e.* coûts de certification par RTE) soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
 - Les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
 - Exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères ;
 - Acteurs obligés: linéairement sur les 5 mois de la période de pointe ;
 - Pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stocks de certificats de capacité par rapport à l'obligation une provision est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
 - À la date d'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.
- **Dispositif britannique**: Le mécanisme repose sur un système d'enchères organisé par le gestionnaire de réseau 4 ans avant l'année de livraison et auxquelles les exploitants peuvent participer. Les exploitants de capacité qui ont acquis des certificats sont rémunérés l'année de livraison par un fonds alimenté par les fournisseurs d'électricité. Cette rémunération est reconnue en chiffre d'affaires la même année.

Les fournisseurs d'électricité participent au mécanisme à travers un versement au fonds en proportion de leurs ventes aux clients sur la période de pointe. Cette contribution est reconnue en charge sur la période de pointe.

1.3.8 Impôts sur les résultats

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

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

En application d'IAS 32, l'impôt relatif aux distributions faites aux porteurs d'instruments de capitaux propres (notamment les dividendes et la rémunération versée aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée) doit être comptabilisé conformément à IAS 12. Le Groupe considère que ces distributions sont prélevées sur les résultats antérieurs accumulés. De ce fait, les effets d'impôts associés sont enregistrés en résultat de la période.

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

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Cependant, aucun impôt différé n'est constaté pour les différences temporelles générées par :

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

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

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

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

1.3.9 Résultat net par action et résultat net dilué par action

Le résultat net par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de la période par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant la période. Ce nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de la période, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises durant la période.

Ce nombre ainsi que le résultat par action sont modifiés le cas échéant pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions potentielles dilutives (options, bons de souscriptions d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

Conformément à la norme IAS 33, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte en déduction du résultat net de l'année les rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

1.3.10 Regroupements d'entreprises

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises intervenus à compter du 1^{er} janvier 2010 sont évalués et comptabilisés selon les principes décrits ci-dessous.

À la date d'acquisition, les actifs acquis et les passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (intérêts minoritaires) sont comptabilisés séparément du goodwill.

Les participations ne donnant pas le contrôle peuvent être évaluées soit à leur juste valeur (goodwill total), soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise (goodwill partiel). Ce choix est déterminé transaction par transaction.

Toute prise ou cession de participation dans une filiale ne modifiant pas le contrôle est considérée comme une transaction entre actionnaires et doit être comptabilisée directement en capitaux propres.

En cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une coentreprise, une activité conjointe ou une entreprise associée sans qu'il en résulte une prise de contrôle, le Groupe maintient les actifs et les passifs antérieurement acquis à leur valeur dans les comptes consolidés.

En cas de prise de contrôle par étapes, le coût du regroupement d'entreprises inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise.

Les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charges pour les périodes au cours desquelles les coûts sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres qui doivent être comptabilisés selon les normes IAS 32 et IAS 39.

Les regroupements d'entités ou d'entreprises sous contrôle commun sont exclus du champ d'application de la norme IFRS 3 et sont examinés au cas par cas au sein du Groupe afin de déterminer la méthode adéquate de comptabilisation.

Les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1^{er} janvier 2010, date de première application par le Groupe des normes IAS 27 amendée et IFRS 3 révisée, l'écart de valeur entre les participations ne donnant pas le contrôle et la dette que ces engagements représentent est comptabilisé en capitaux propres.

1.3.11 Goodwill et autres actifs incorporels

1.3.11.1 Goodwill

1.3.11.1.1 Détermination des goodwill

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

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

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

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

1.3.11.1.2 Evaluation et présentation des goodwill

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales sont présentés séparément au bilan. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont présentées sur la ligne « Pertes de valeur » du compte de résultat. Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leur coût diminué le cas échéant, des pertes de valeur constatées.

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

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de perte de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 1.3.15.

1.3.11.2 Autres actifs incorporels

1.3.11.2.1 Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les frais de développement qui remplissent les critères d'inscription à l'actif de la norme IAS 38 sont comptabilisés en immobilisations incorporelles et amortis linéairement sur leur durée d'utilité prévisible.

1.3.11.2.2 Autres actifs incorporels produits ou acquis

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des marques acquises à durée de vie indéterminée ou amorties linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des centrales amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- des droits ou licences relatifs à des concessions d'hydrocarbures amortis selon la méthode des unités de production (Unit of Production method - UOP), et les dépenses d'exploration amorties au cours de l'année (voir note 1.3.11.2.3) ;
- 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 - voir note 1.3.27) ;
- de la valeur positive des contrats d'achats/ventes d'énergie enregistrés à leur juste valeur dans le cadre de regroupement d'entreprises selon IFRS 3, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives ;
- des actifs relevant des contrats de concessions rentrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel » (voir note 1.3.13.2.4) ;
- de la technologie liée aux activités de chaudiériste nucléaire et de fabricant de grappes de commande et d'assemblages de combustible nucléaire (Framatome) dont notamment : codes et méthodes, technologie EPR, brevets et secrets de fabrication, amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des contrats et relations clients acquis, amortis sur leur durée d'utilité.

1.3.11.2.3 Activités de prospection, d'exploration et de production d'hydrocarbures

Le Groupe applique la norme IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales ».

Les dépenses de prospection et d'exploration et 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 constatés en actifs incorporels et intégralement amortis sur l'année au cours de laquelle ils sont encourus.

Les coûts de développement associés aux puits commercialement exploitables ainsi que les investissements d'extraction et de stockage des hydrocarbures sont comptabilisés en « Immobilisations de production et autres immobilisations du domaine propre » ou en « Immobilisations en concessions des autres activités » selon qu'ils relèvent ou non d'une activité concédée.

Ils sont amortis selon la méthode des unités de production (UOP).

1.3.12 Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

Les immobilisations du Groupe sont présentées sur trois rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France ;

- immobilisations en concessions des autres activités ;
- immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre.

1.3.12.1 Évaluation initiale

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

- Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.
- Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont inclus dans la valeur de l'immobilisation, dès lors qu'il s'agit d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunt ».
- Le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.3.21).
- Pour les installations de productions nucléaires, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 1.3.21).

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

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

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

Les inspections majeures nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

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

1.3.12.2 Mode et durées d'amortissement

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

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

- | | |
|--|-------------|
| ▪ barrages hydroélectriques | 75 ans |
| ▪ matériel électromécanique des usines hydroélectriques | 50 ans |
| ▪ centrales thermiques à flamme | 25 à 45 ans |
| ▪ installations de production nucléaire | |
| ▪ France | 40 à 50 ans |
| ▪ autres pays | 35 à 60 ans |
| ▪ installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) | 20 à 50 ans |
| ▪ installations éoliennes et photovoltaïques | 20 à 25 ans |

1.3.13 Contrats de concession

1.3.13.1 Méthodes comptables

La comptabilisation de contrats publics ou privés prend en compte la nature des contrats et leurs dispositions contractuelles spécifiques.

Pour la majeure partie de ses contrats de concessions hors production et distribution de chaleur, le Groupe considère qu'en substance, les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

1.3.13.2 Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de quatre types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État ;
- la concession du réseau public de transport dont le concédant est l'État ;
- des concessions de production et distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques.

1.3.13.2.1 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.

Constataion des actifs comme immobilisations en concessions 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 (concédant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant.

1.3.13.2.2 Concessions de forces hydrauliques

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

Les actifs utilisés dans le cadre des contrats de concession, qu'il s'agisse des biens concédés ou des biens du domaine propre, sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition.

1.3.13.2.3 Concession du réseau public de transport

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont 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.

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

Les actifs sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services ».

1.3.13.3 Concessions à l'étranger

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

Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession. Les sites de production d'hydrocarbures sont comptabilisés conformément aux règles applicables à ce secteur (note 1.3.11.2.3).

1.3.14 Contrats de location

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition, ou met à disposition de preneurs des actifs, en vertu de contrats de location. Ces contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis par la norme IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

1.3.14.1 Contrats de location-financement

Les contrats ayant pour effet de transférer au preneur la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété des biens loués sont qualifiés de contrats de location-financement. Les critères examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont notamment :

- le rapport entre la durée des contrats des actifs loués et la durée de vie des actifs objets de ces contrats ;
- le total des paiements futurs actualisés rapporté à la juste valeur de l'actif financé ;
- l'existence d'un transfert de propriété à l'issue du contrat de location ;
- l'existence d'une option d'achat favorable ;
- la nature spécifique de l'actif loué.

Les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont sortis du bilan du bailleur et sont enregistrés dans les rubriques d'immobilisations concernées chez le preneur. Ces immobilisations corporelles sont amorties sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

La contrepartie correspond à un passif financier chez le preneur et à un actif financier chez le bailleur.

Lorsque le Groupe réalise une opération de cession-bail qui débouche sur un contrat de location-financement, cette opération est comptabilisée conformément aux principes énoncés ci-dessus. Dans le cas où le prix de cession est supérieur à la valeur comptable de l'actif, l'excédent est différé et amorti sur la durée du contrat de location.

1.3.14.2 Contrats de location simple

Les contrats de location ne correspondant pas à la définition d'un contrat de location-financement sont qualifiés de contrat de location simple et comptabilisés comme tels. Les charges de loyer sont réparties linéairement sur la durée du contrat de location.

1.3.14.3 Accords qui contiennent des contrats de location

Conformément à l'interprétation IFRIC 4, le Groupe identifie les accords qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit de contrôler l'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat.

Les accords ainsi identifiés sont assimilés à des contrats de location et sont analysés au regard des dispositions de la norme IAS 17 en tant que tels pour être qualifiés soit de contrat de location simple soit de contrat de location-financement.

1.3.15 Pertes de valeur des goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles

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

Les tests de dépréciation sont réalisés selon les modalités suivantes :

- le Groupe mesure les éventuelles pertes de valeur des actifs à long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'UGT, et leur valeur recouvrable ;
- les UGT correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables indépendants. Elles reflètent la manière dont les activités sont gérées au sein du Groupe : il peut s'agir d'un sous-groupe lorsque l'activité est optimisée de façon globale en son sein ou bien d'UGT déterminées au sein d'un sous-groupe correspondant à différents types d'activités (thermique, renouvelable, services) lorsque ces dernières sont gérées indépendamment. Les goodwill sont affectés aux UGT bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition ;
- la valeur recouvrable de ces UGT est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. Lorsque cette valeur recouvrable est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Pertes de valeur », en s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée ;
- la juste valeur correspond au prix potentiel qui serait reçu de la vente de l'actif lors d'une transaction normale entre des acteurs économiques ;
- le calcul de la valeur d'utilité repose sur la projection de flux de trésorerie futurs :
 - sur un horizon cohérent avec la durée de vie et/ou d'exploitation de l'actif,
 - pour certains actifs incorporels à durée de vie indéfinie (exemple : marques), au-delà de l'horizon observable ou modélisable, une valeur terminale est déterminée sur la base d'une actualisation à l'infini d'un flux normatif ;
 - n'intégrant pas de projets de développement autres que ceux actés à la date d'évaluation,
 - actualisés à un taux reflétant le profil de risque de l'actif ou de l'UGT ;
- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés. Ils sont déterminés par zone géographique et par activité selon la méthode du MEDAF. Les CMPC sont calculés après impôts ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date d'évaluation ;
 - pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix forward disponibles et tiennent compte des couvertures ;
 - au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées pour chaque pays dans lequel le Groupe contrôle des actifs industriels et pour chaque énergie, dans le cadre d'un processus mis à jour annuellement. Les prix à moyen et long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique rassemblant d'une part différentes briques d'hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO₂, la demande en électricité, les interconnexions, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée...) et d'autre

part, des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque objet d'hypothèse, le Groupe s'appuie notamment sur les analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO₂, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité, le Groupe va comparer ses scénarios avec ceux d'organismes tels que l'AIE, IHS ou encore Wood Mackenzie, sachant que chacun de ces analystes propose lui-même un cône de scénarios correspondant à des environnements macroéconomiques différents) ;

- Les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production, le cas échéant dès l'horizon du PMT, dès lors que les pays ont introduit ou annoncé la mise en place d'un système de rémunération de capacité.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

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

Les pertes de valeur comptabilisées relatives à des goodwill sont irréversibles.

1.3.16 Actifs et passifs financiers

Les actifs financiers comprennent les titres disponibles à la vente (titres de participation non consolidés, titres de placement et certains actifs dédiés), les prêts et créances au coût amorti y compris les créances clients et comptes rattachés ainsi que la juste valeur positive des instruments financiers dérivés.

Les titres disponibles à la vente affectés aux actifs dédiés sont présentés en note 47.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les dettes fournisseurs et comptes associés, les concours bancaires et la juste valeur négative des instruments financiers dérivés.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction qui sont systématiquement classés en courant.

Les dettes et créances d'exploitation ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie entrent dans le champ d'application de la norme IAS 39 ; ils sont présentés distinctement au bilan.

1.3.16.1 Modalités d'évaluation des actifs et passifs financiers

Les instruments financiers sont évalués à leur juste valeur, qui correspond au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale constatée sur le marché principal ou le plus avantageux, à la date d'évaluation.

En règle générale, les méthodes de valorisation retenues par niveau sont les suivantes :

- niveau 1 (cours cotés non ajustés) : cours auxquels l'entité peut avoir accès à la date d'évaluation, sur des marchés actifs, pour des actifs ou des passifs identiques ;
- niveau 2 (données observables) : données concernant l'actif ou le passif autres que les cours de marché inclus dans les données d'entrée de niveau 1, qui sont observables directement (tel qu'un prix) ou indirectement (c'est-à-dire déduites de prix observables) ;
- niveau 3 (données non observables) : données non observables sur un marché, y compris les données observables faisant l'objet d'ajustements significatifs. Sont principalement concernés dans le Groupe certains titres de participations non consolidées.

1.3.16.1.1 Actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat sont désignés comme tels à l'initiation de l'opération si :

- ils ont été acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- il s'agit de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- le Groupe a choisi de les classer dans cette catégorie selon l'option offerte par la norme IAS 39.

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction à la juste valeur, laquelle est le plus souvent égale au montant de trésorerie décaissé. Les coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition sont constatés en résultat. À chaque date d'arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur, déterminée soit sur la base de prix cotés, disponibles auprès de contributeurs externes pour les instruments financiers cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers.

Les variations de juste valeur des instruments autres que ceux portant sur des matières premières sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Les dividendes et intérêts perçus sur ces actifs évalués à la juste valeur sont comptabilisés en résultat en « Autres produits financiers ».

Les variations de juste valeur des contrats de matières premières de négoce (*trading*) sont enregistrées dans la rubrique « Chiffre d'affaires » du compte de résultat.

Les variations de juste valeur des opérations relatives aux matières premières, hors activité de *trading*, sont isolées au niveau d'une ligne particulière du compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* », en dessous de l'excédent brut d'exploitation. Il s'agit d'opérations entrant dans le périmètre d'IAS 39 et qui, comptablement, ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture ou ne peuvent prétendre à l'exception prévue au titre de l'activité normale par IAS 39 (voir note 1.3.16.1.6).

En ce qui concerne l'option sur la juste valeur par résultat, le Groupe classe un actif ou un passif dans la catégorie « juste valeur sur option » dans les trois cas suivants :

- élimination ou réduction significative d'une incohérence dans la méthode d'évaluation d'actifs ou de passifs ;
- gestion de la performance d'un groupe d'actifs/passifs à la juste valeur, conformément aux stratégies documentées et au *reporting* effectué auprès du *management* ;
- contrat avec un ou plusieurs dérivés incorporés. Il est alors possible de classer l'instrument hybride dans la catégorie juste valeur sur option, sauf si :
 - le dérivé incorporé ne modifie pas substantiellement les flux de trésorerie du contrat,
 - l'analyse des caractéristiques du contrat hôte et du dérivé incorporé n'induit pas une séparation du dérivé incorporé.

1.3.16.1.2 Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance

Sont classés dans cette catégorie les actifs financiers à maturité fixe que le Groupe a acquis avec l'intention et la capacité de les détenir jusqu'à leur échéance. Ils sont comptabilisés au coût amorti, à la date de transaction. Les intérêts comptabilisés au taux d'intérêt effectif sont enregistrés dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

1.3.16.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont évalués et comptabilisés, à la date de transaction, au coût amorti diminué d'une éventuelle dépréciation.

Les intérêts reconnus au taux d'intérêt effectif sont comptabilisés dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

1.3.16.1.4 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation dans les sociétés non consolidées, les titres de placement, les fonds réservés ainsi que certains actifs dédiés.

Lors de la comptabilisation initiale, les actifs financiers disponibles à la vente sont mesurés à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition. À chaque arrêté, les titres sont évalués à la juste valeur.

Leur évaluation à la juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés disponibles auprès de contributeurs externes pour les instruments financiers cotés sur un marché actif. La juste valeur est déterminée selon la méthode des flux futurs actualisés pour les autres instruments financiers. Pour les actions non cotées sur un marché actif et dont la juste valeur ne peut être déterminée de manière fiable, ces actions sont enregistrées au coût d'acquisition.

Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres, sauf en cas de perte avérée auquel cas une dépréciation est constatée en résultat financier (voir note 1.3.16.2.2).

Pour les actifs financiers disponibles à la vente représentant les titres de dettes, les produits d'intérêts calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

1.3.16.1.5 Emprunts et dettes financières

En dehors des modalités spécifiques liées à la comptabilité de couverture (voir note 1.3.16.1.6(A)), les emprunts et dettes financières sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les charges d'intérêts calculées selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont comptabilisées au compte de résultat dans le poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette ou de l'emprunt financier.

1.3.16.1.6 Instruments financiers dérivés

Champ d'application

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes de la norme IAS 39.

En particulier, les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IAS 39, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est démontrée dès que les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Le Groupe considère ainsi que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes entre engagements d'achat et de vente d'électricité entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IAS 39.

Conformément aux principes de la norme IAS 39, le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats, portant sur des éléments financiers ou non financiers, afin d'identifier l'existence d'éventuels instruments dérivés dits « incorporés ». Toute composante d'un contrat qui affecte les flux du contrat concerné de manière analogue à celle d'un instrument financier dérivé autonome répond à la définition d'un dérivé incorporé au contrat. Si les conditions prévues par la norme sont réunies, un dérivé incorporé est comptabilisé séparément à la mise en place du contrat.

Évaluation et comptabilisation

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de prix cotés, le Groupe peut faire référence à des transactions récentes comparables ou, à défaut, utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré.

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. Dans ce dernier cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Dans le cas particulier des instruments financiers négociés dans le cadre des activités de *trading*, les résultats réalisés et latents sont présentés en net dans la rubrique « Chiffre d'affaires ».

En application d'IFRS 13, la juste valeur des instruments dérivés intègre le risque de crédit de la contrepartie pour les dérivés actifs et le risque de crédit propre pour les dérivés passifs. Les probabilités de défaut utilisées dans l'évaluation de ce risque de crédit reposent sur des données historiques.

Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

Le groupe EDF utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de change et de taux ainsi que ceux liés à certains contrats de matières premières.

Le Groupe applique les critères prévus par la norme IAS 39 afin de qualifier une opération pour la comptabilité de couverture :

- l'opération de couverture doit couvrir les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie imputables au risque couvert, et l'efficacité de la couverture (représentant le niveau de compensation des variations de valeur de l'instrument de couverture avec celles de l'élément couvert ou de la transaction future) se situe dans une fourchette comprise entre 80 % et 125 % ;
- en ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable ;
- l'efficacité de la couverture est déterminée de manière fiable ;
- l'opération de couverture est étayée par une documentation adéquate dès sa mise en place.

La relation de couverture prend fin dès lors que :

- un instrument dérivé cesse d'être un instrument de couverture efficace ;
- un instrument dérivé échoit, est vendu, annulé ou exercé ;
- l'élément couvert est arrivé à échéance, a été vendu ou remboursé ;
- une transaction future n'est plus considérée comme hautement probable.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe et les instruments dérivés internes donnant lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe sont réputés éligibles à la comptabilité de couverture.

Le Groupe retient la typologie de couverture suivante :

(A) Couverture de juste valeur

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture, seule la fraction inefficace de la couverture impactant le résultat.

Les emprunts et dettes financières comportent des emprunts obligataires faisant l'objet d'une relation de couverture de juste valeur. Leur valeur au bilan est ajustée des variations de juste valeur au titre des risques couverts (change et taux) en application de la comptabilité de couverture.

(B) Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de transactions futures hautement probables pour lesquelles les variations de flux de trésorerie générées par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.

Les variations cumulées de juste valeur sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur partie efficace et en résultat pour la partie inefficace (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).

Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert.

(C) Couverture d'un investissement net

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité n'ayant pas la même monnaie fonctionnelle que le Groupe. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur 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.

Le Groupe enregistre les variations de valeur liées à l'effet change et à l'effet taux des dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger en capitaux propres.

1.3.16.2 Dépréciation des actifs financiers

À chaque date d'arrêté des comptes, le Groupe apprécie s'il existe une indication objective de dépréciation d'un actif. Si tel est le cas, le Groupe estime la valeur recouvrable de l'actif et comptabilise une éventuelle perte de valeur en fonction de la catégorie d'actif concerné.

1.3.16.2.1 Dépréciation d'actifs financiers comptabilisés au coût amorti

Le montant de la perte est égal à la différence entre la valeur nette comptable de l'actif et la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus déterminée au taux d'intérêt effectif d'origine de l'instrument financier. Le montant de la perte est inclus dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat. Si, au cours d'un exercice ultérieur, la perte diminue, la variation est reprise en résultat.

1.3.16.2.2 Dépréciation d'actifs financiers disponibles à la vente

S'il existe une baisse importante ou prolongée de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres au résultat de l'exercice. Pour les instruments de dette, une dépréciation n'est enregistrée en résultat qu'en présence d'un indice de dépréciation en lien avec la contrepartie. Si, au cours d'une période ultérieure, la juste valeur d'un actif disponible à la vente augmente, l'accroissement de valeur est inscrit en capitaux propres pour les instruments de capitaux propres tandis qu'il motive une reprise en résultat de la dépréciation antérieurement constatée pour les instruments de dettes.

Les modalités d'application des critères de dépréciation sont différenciées suivant la nature des actifs financiers disponibles à la vente.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente hors actifs dédiés détenus par les sociétés contrôlées, le Groupe retient comme critères de dépréciation :

- une durée de 3 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 50 % par rapport à son coût historique pour apprécier le caractère important de la perte de valeur.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente détenus dans le cadre des actifs dédiés d'EDF, le Groupe retient comme critères de dépréciation :

- une durée de 5 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille pour apprécier le caractère important de la perte de valeur.

En effet, s'agissant du portefeuille d'actifs dédiés, le Groupe prend en considération les éléments propres à leur nature : des obligations légales et réglementaires attachées à ces fonds, l'échéance des décaissements qu'ils financeront et la gestion à long terme de ces fonds.

1.3.16.3 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque :

- les droits contractuels aux flux de trésorerie générés par l'actif expirent, ou
- le Groupe transfère les droits à recevoir les flux de trésorerie contractuels liés à l'actif financier du fait du transfert de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de cet actif.

Tout intérêt créé ou conservé par le Groupe dans des actifs financiers transférés est comptabilisé séparément comme actif ou passif.

Le Groupe décomptabilise un passif financier lorsque ses obligations contractuelles sont éteintes, annulées ou arrivent à expiration. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

1.3.16.4 Opérations de mobilisation de créances

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

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

1.3.16.5 Compensation des actifs et des passifs financiers

Le Groupe compense les actifs et passifs financiers lorsque :

- il existe un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés, et
- l'intention est de régler le montant net, ou de réaliser l'actif et le passif simultanément.

En application d'IFRS 7, des informations sont fournies dans l'annexe aux comptes consolidés visant à apprécier l'incidence actuelle ou potentielle des accords de compensation.

1.3.17 Stocks et en-cours

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

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

1.3.17.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

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

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

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

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.

1.3.17.2 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 (voir note 1.3.27) ;
- les certificats relatifs aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France) (voir note 4.3) ;
- les en-cours de production de biens et de services liés notamment aux activités d'EDF Énergies Nouvelles, de Dalkia et de Framatome ;
- 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 principalement du taux de rotation de ces pièces.

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

1.3.18 Clients et comptes rattachés

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire, reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

1.3.19 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme facilement convertibles en un montant connu de trésorerie dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur.

Les titres détenus à court terme et classés en « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec les variations de juste valeur en « Autres produits et charges financiers ».

1.3.20 Capitaux propres

1.3.20.1 Écart de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers

Les écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers proviennent de la réévaluation à la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et de certains instruments de couverture.

1.3.20.2 Frais d'émission de capital

Seuls les coûts externes expressément liés à l'augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

1.3.20.3 Actions propres

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

1.3.20.4 Titres subordonnés à durée indéterminée

EDF a lancé en 2013 et 2014 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros, dollars américains et livres sterling (émission « hybride »). Les options de remboursement de ces émissions sont à la main d'EDF à l'issue d'une période minimum qui diffère selon les termes des émissions puis à chaque date de paiement d'intérêts à l'issue de cette période, ou en cas de survenance de certains cas très spécifiques (évolution du référentiel comptable IFRS ou du régime fiscal par exemple). La rémunération annuelle est fixe et réévaluée en fonction de clauses contractuelles qui diffèrent selon les termes des émissions. Il n'y a aucune obligation de versement d'une rémunération par EDF du fait de l'existence de clauses contractuelles lui permettant d'en différer indéfiniment le versement. Ces clauses prévoient néanmoins un versement obligatoire des rémunérations différées en cas de décision de versement d'un dividende aux actionnaires d'EDF. L'ensemble de ces caractéristiques confèrent à EDF un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération du capital. Par conséquent, conformément à la norme IAS 32, ces émissions sont comptabilisées en capitaux propres et les rémunérations versées sont comptabilisées comme des dividendes.

1.3.21 Provisions hors avantages du personnel

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

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

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

Les coûts attendus sont évalués aux conditions économiques de fin d'année et répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements. Ils sont ensuite évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme, et actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal. Les provisions sont alors évaluées en fonction de ces flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires du pays dans lequel est située l'entité économique et en tenant compte du cycle long d'exploitation des actifs du Groupe et de l'échéance des engagements.

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

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

1.3.21.1 Provisions liées à la production nucléaire

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

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé, pour reprise et conditionnement des déchets et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à chaque pays ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cœurs).

Les charges pour derniers cœurs correspondent d'une part, au coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires, et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

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

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers cœurs) ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Une information détaillée sur les principes de détermination des provisions liées à la production nucléaire en France et au Royaume-Uni est fournie en note 29.

1.3.21.2 Autres provisions

Les autres provisions concernent notamment :

- les risques liés aux filiales et participations ;
- les risques fiscaux ;
- les litiges ;
- les contrats onéreux et pertes à terminaison ;
- les provisions liées aux dispositifs environnementaux.

Les provisions pour contrats onéreux sont généralement liées à des contrats pluriannuels d'achat ou de vente d'énergie :

- les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel ;
- les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer.

Le chiffre d'affaires et la marge sur les contrats à long terme de Framatome sont comptabilisés selon la méthode de l'avancement. Lorsque le résultat estimé à terminaison est négatif, la perte à terminaison est constatée immédiatement en résultat sous déduction de la perte déjà constatée à l'avancement, et fait l'objet d'une provision.

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux sont relatives à la couverture du déficit de droit d'émissions de gaz à effet de serre et de certificats d'énergie renouvelable par rapport aux obligations assignées (voir note 1.3.27).

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision pourrait ne pas être mentionné dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer au Groupe un préjudice sérieux.

1.3.22 Avantages du personnel

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière, etc.) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail, etc.).

1.3.22.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques propres à chacun des pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables à chacun des régimes et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;
- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou, le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision résulte de l'évaluation des engagements minorée de la juste valeur des actifs destinés à leur couverture.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- dans le compte de résultat :
 - le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires,
 - la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements 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 autres avantages à long terme ;
- dans les autres éléments du résultat global consolidé :
 - 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.

1.3.22.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés, et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

1.3.22.2.1 Entités françaises relevant du régime des IEG

Les entités qui relèvent des Industries électriques et gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires. Ces sociétés sont EDF, Enedis (ex-ERDF), RTE, Électricité de Strasbourg, EDF PEI, Dunkerque LNG et certaines filiales du sous-groupe TIRU.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accident du travail – maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse nationale des IEG (CNIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du Budget, de la Sécurité sociale et de l'Énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises de la Branche des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par le Groupe au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1^{er} janvier 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement).

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents des groupes EDF et Engie (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.

1.3.22.2.2 Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les entités britanniques et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Pour ce qui concerne le Royaume-Uni, il existe trois principaux plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy :

- le plan de retraite BEGG (*British Energy Generation Group*) affilié à l'ESPS (*Electricity Supply Pension Scheme*), dont la plupart des affiliés sont salariés dans l'activité de Production Nucléaire. Le plan BEGG n'accepte plus de nouveaux affiliés depuis août 2012 ;
- le plan de retraite EEGSG (*EDF Energy Generation and Supply Group*) affilié à l'ESPS, mis en place en décembre 2010 pour les salariés restant aux effectifs d'EDF Energy à la suite du transfert de l'ancien plan à la société UK Power Networks lors de la cession des activités de réseaux. L'EEGSG n'a pas accepté depuis de nouveaux affiliés ;
- le plan de retraite EEPS (*EDF Energy Pension Scheme*). Ce plan a été mis en place en mars 2004 et l'affiliation est ouverte aux nouveaux entrants.

En 2016, EDF Energy a mis en place un nouveau régime à prestations définies au sein du plan de retraite EEPS : EEPS CARE (*Career Average Re-valued Earnings*). Dans ce nouveau régime, les pensions sont calculées sur la base d'un salaire de référence correspondant à la moyenne des salaires acquis tout au long de la carrière du bénéficiaire, revalorisée de l'inflation. En décembre 2017, un nouveau régime CARE a également été mis en place au sein du plan de retraite BEGG, ouvert aux nouveaux salariés des activités de production nucléaire. Les dispositions de ce régime sont identiques à celles du régime équivalent du plan de retraite EEPS. Sur les autres plans, les pensions restent calculées sur la base du dernier salaire de référence du bénéficiaire.

Chaque plan est financièrement indépendant des autres. Les plans BEGG et EEGSG font partie du régime global des électriciens ESPS, qui est l'un des plus grands systèmes de retraite du secteur privé au Royaume-Uni.

La gestion des plans est externalisée et déléguée à des entités juridiques distinctes (*Trusts*) dont les membres (*trustees*), nommés par l'entreprise et les assurés, ont la responsabilité de gérer les fonds dans l'intérêt exclusif de ces derniers. Cette gestion repose sur une évaluation actuarielle triennale réalisée par les *trustees*, définissant le niveau de financement, les contributions patronales et salariales nécessaires ainsi que les échéanciers de versement. Les *trustees* ont la responsabilité de définir la stratégie d'investissement des plans en accord avec l'entreprise.

1.3.22.3 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des IEG pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. À ce titre, ils comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. À l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.3.23 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France, sont décomposés au passif du bilan 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, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

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

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.

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 du groupe EDF.

En l'absence de telles dispositions contractuelles spécifiques, une approche alternative serait de déterminer le montant des engagements contractuels à partir de la valeur actuelle du montant à décaisser pour faire face au renouvellement des biens concédés à l'issue de leur durée de vie industrielle.

Le Groupe présente ci-après, à titre d'information, les effets de cette dernière approche, à savoir une actualisation des obligations de pourvoir au financement des biens à renouveler.

Les principales hypothèses retenues pour établir cette simulation sont les suivantes :

- l'assiette de calcul de la provision pour renouvellement repose sur une valeur de remplacement estimée en fin de vie du bien en fonction d'un taux d'inflation prévisionnel de 1,5 % par an, minorée de la valeur d'origine du bien. Ce montant est constitué au fur et à mesure de l'usure du bien et actualisé à partir d'un taux de 4,1 % ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 4,1 %.

Le tableau qui suit donne principalement les impacts d'Enedis d'une telle simulation pour l'exercice 2017 :

- Impacts sur le compte de résultat

<i>(en millions d'euros et avant impôt)</i>	2017
Résultat d'exploitation	152
Résultat financier	(377)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	(225)

- Impacts bilan - capitaux propres

<i>(en millions d'euros et avant impôt)</i>	2017
À l'ouverture	1 977
À la clôture	1 752

L'évaluation des passifs des concessions selon cette méthode est soumise à des aléas de coûts et de décaissements ; elle est de plus sensible aux variations de taux d'inflation et d'actualisation.

1.3.24 Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif en « Autres créditeurs » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

1.3.25 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités en cours de cession

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

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

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

1.3.26 Nature et étendue des restrictions sur l'accès et l'utilisation des actifs et le règlement des passifs

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

- les actifs dédiés au financement des avantages du personnel (principalement en France et au Royaume-Uni – voir note 1.3.22 et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France - voir note 47 - et au Royaume-Uni - voir note 29.2) ;
- les actifs corporels et incorporels, ainsi que les passifs associés relatifs à des contrats de concession, soumis ou non à des mécanismes réglementaires (obligations de fourniture d'énergie ou de services liés à l'énergie, encadrement des investissements, obligation de remettre les ouvrages en fin de contrat, sommes dues en fin de contrat, contraintes tarifaires ...). Ces restrictions s'appliquent principalement aux actifs de cette nature en France (EDF, Enedis et Dalkia), et dans une moindre mesure en Italie (voir notes 1.3.13 et 1.3.23
- la cession de participations du Groupe dans certaines filiales nécessite l'obtention d'autorisations de la part d'organismes étatiques, en particulier lorsqu'elles exercent une activité régulée ou une activité d'exploitant de centrales nucléaires (notamment pour EDF Nuclear Generation Ltd au Royaume-Uni, Taishan (TNPJVC) en Chine et CENG aux États-Unis) ;
- les réserves prudentielles constituées et les dispositions prises en termes de capacité de distribution, en vue de faire face aux exigences des réglementations prudentielles par les filiales d'assurance ;
- la trésorerie de certaines entités faisant appel à un financement pour lesquelles la distribution de dividendes est subordonnée au remboursement de la dette bancaire (ou au respect de ses conditions d'octroi) et des actionnaires ; ou pour lesquelles il existe des limitations réglementaires dans certains pays.

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

Enfin, certains financements accordés à des entités du Groupe font l'objet de clauses de remboursement anticipé (voir note 38.2.6) et certaines disponibilités et équivalents de trésorerie font l'objet de restrictions (voir note 37).

1.3.27 Environnement

1.3.27.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Le dispositif en vigueur est décrit en note 49.1

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistants dans le groupe EDF, sont développés.

Les droits détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en stocks, à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat.

Les droits détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en immobilisations incorporelles :

- à leur coût d'acquisition lorsqu'ils sont acquis sur le marché ;
- pour une valeur nulle lorsqu'ils sont attribués gratuitement (dans les pays ayant maintenu une allocation gratuite).

Lorsque les estimations d'émissions de l'exercice pour une entité du Groupe sont supérieures aux droits attribués gratuitement de l'exercice, sous déduction éventuelle des droits attribués vendus à terme ou au comptant, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions ainsi déterminé. La quantité à provisionner correspond à l'insuffisance des droits possédés entre les émissions réelles et les droits attribués détenus à la date d'arrêt.

En l'absence d'attribution gratuite de droits d'émission, une provision est constatée systématiquement à hauteur des émissions réelles à la date d'arrêt.

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

À la date d'arrêt, le portefeuille de droits d'émission et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute, c'est-à-dire non compensée.

Si le nombre de droits d'émission acquis inscrits en immobilisations incorporelles à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits acquis qui seront à restituer à l'État au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation doit être effectué sur cet excédent. Si la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable, une dépréciation est constatée.

1.3.27.2 Certificats d'énergie renouvelable

Le dispositif en vigueur est décrit en note 49.3.

Le groupe EDF retient les traitements comptables suivants :

- pour les producteurs d'électricité non contraints, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée sont comptabilisés en « Autres stocks », avant revente aux commercialisateurs ;
- pour les producteurs contraints et pour une entité productrice et commercialisatrice ayant une obligation quantifiée de commercialiser de l'énergie renouvelable, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée :
 - ne sont pas comptabilisés dans la limite de l'obligation,
 - sont comptabilisés en « Autres stocks » au-delà de l'obligation,
 - dans le cas particulier où une entité n'est pas en mesure de satisfaire son obligation en fin d'exercice, les traitements comptables retenus par le Groupe sont les suivants :
 - les certificats acquis à titre onéreux pour satisfaire l'obligation sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition, et
 - une provision est constituée à hauteur du déficit de certificats constaté en fin d'année par rapport à l'obligation. Cette provision est valorisée en tenant compte successivement du prix d'acquisition des certificats déjà acquis, au comptant ou à terme, du prix de marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats.

Les achats/ventes à terme de certificats relevant d'une activité de négoce sont comptabilisés selon la norme IAS 39 et valorisés à leur juste valeur à la date du bilan. La variation de juste valeur est enregistrée en résultat.

1.3.27.3 Certificats d'économies d'énergie (CEE)

Le dispositif en vigueur est décrit en note 49.2.

Dans ce cadre, le groupe EDF satisfait son obligation soit en réalisant des actions sur son patrimoine ou auprès des clients finals afin d'obtenir auprès de l'État des certificats d'économies d'énergie, soit en acquérant directement ces certificats d'économies d'énergie.

Les dépenses réalisées afin de satisfaire l'obligation cumulée relative aux économies d'énergie sont comptabilisées en :

- immobilisations corporelles si les actions réalisées par l'entité portent sur son patrimoine et que les conditions d'inscription à l'actif sont remplies ;
- charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues si les conditions d'activation des dépenses ne sont pas remplies ou si les actions sont réalisées en vue d'inciter les tiers à réaliser des économies d'énergie.

Les dépenses réalisées au-delà de l'obligation cumulée à la date d'arrêté sont comptabilisées en stocks jusqu'à leur utilisation pour couvrir l'obligation. Le cas échéant, une provision est comptabilisée si les économies d'énergie réalisées sont inférieures à l'obligation cumulée relative aux économies d'énergie. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées.

1.3.27.4 Dépenses environnementales

Les dépenses environnementales sont les dépenses identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement, du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées de la manière suivante :

- dépenses capitalisées dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources ;

- passifs environnementaux et dotations aux provisions pour risques environnementaux dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources ;
- en charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

Note 2 Comparabilité des exercices

Aucun changement comptable n'est survenu durant l'exercice 2017.

Note 3 Opérations et évènements majeurs

3.1 AUGMENTATION DE CAPITAL D'EDF SA

Le 30 mars 2017, EDF a réalisé une augmentation de capital en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires.

L'augmentation de capital (prime d'émission incluse) d'un montant brut de 4 018 millions d'euros, s'est traduite par l'émission de 632 741 004 actions nouvelles au prix unitaire d'émission de 6,35 euros. Ce montant se décompose de la façon suivante :

- 316 millions d'euros d'augmentation du capital social ;
- 3 702 millions d'euros d'augmentation brute de la prime d'émission.

Les frais d'émission (nets d'impôts) sont comptabilisés en diminution de la « Prime d'émission ».

Conformément à son engagement, l'État français a souscrit 3 milliards d'euros, soit environ 75 % de l'augmentation de capital et détient 83,10 % du capital social de la Société après réalisation de l'augmentation de capital. La dilution de l'État français se traduit par un élargissement du flottant, la part détenue par le public (dont l'actionnariat salarié) dans le capital social de la société étant portée de 14,25 % à 16,81 %, après réalisation de l'augmentation de capital.

3.2 ACQUISITION DE 75,5 % DE FRAMATOME

Suite à l'approbation de leurs conseils d'administration respectifs les 13 et 14 décembre dernier, AREVA SA et EDF ont signé le 22 décembre 2017 les accords engageants définitifs fixant les termes de la cession au 31 décembre 2017, d'une participation conférant à EDF le contrôle exclusif d'une entité (« New NP ») filiale à 100 % d'AREVA NP, qui regroupe les activités industrielles, de conception et de fourniture de réacteurs nucléaires et d'équipements, d'assemblages combustible et de services à la base installée de l'ex Groupe AREVA.

Selon ces accords, la prise de participation d'EDF à hauteur de 75,5 % du capital de New NP a été établie sur la base d'une valorisation ajustée de 2,47 milliards d'euros (pour 100 % du capital), sans reprise de dette financière. Ce prix correspond à un multiple d'EBITDA 2017 prévisionnel de 8x¹.

Ce montant est susceptible d'être ajusté à la hausse comme à la baisse sur la base de comptes définitifs à la date de réalisation de l'opération (31 décembre 2017), lorsque ceux-ci seront établis. Il pourra également faire l'objet, en fonction de l'atteinte de certains objectifs de performance mesurés postérieurement à la date de réalisation, d'un éventuel complément de prix d'un montant pouvant atteindre au maximum 245 millions d'euros. Enfin, EDF bénéficie de clauses de garantie de passif.

¹ EBITDA normalisé pro forma du périmètre repris, hors grands projets.

Les contrats relatifs au projet d'EPR Olkiluoto 3 et les moyens nécessaires à l'achèvement du projet, ainsi que certains contrats relatifs à des pièces forgées dans l'usine du Creusot, sont exclus du périmètre repris par EDF et restent au sein d'AREVA NP, dans le périmètre d'AREVA SA.

La signature des accords engageants du 22 décembre 2017 est intervenue suite à l'avis positif émis par le collège de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) le 28 juin 2017 sur la mise en service de la cuve du réacteur EPR de Flamanville 3, EDF ayant en effet décidé, le 12 juillet 2017, de lever la condition suspensive relative à l'absence d'anomalie sur le circuit primaire pour ce qui concerne la ségrégation carbone identifiée dans les pièces de la cuve de ce réacteur.

Cette signature a fait suite également à la réalisation et aux conclusions satisfaisantes des audits qualité réalisés dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont, s'agissant des contrats repris par New NP. Pour ces contrats, EDF reste en tout état de cause garanti par AREVA SA de tout risque résiduel résultant de ces audits.

Le 31 décembre 2017, le Groupe a finalisé l'acquisition de 75,5 % de Framatome.

Concomitamment à la réalisation effective de la transaction entre EDF et AREVA SA, Mitsubishi Heavy Industries Ltd et Assystem, sont respectivement entrés au capital de Framatome à hauteur de 19,5 % et 5 %.

Les mécanismes d'immunisation et les garanties définis dans le contrat de cession définitif, signé avec EDF le 22 décembre 2017, s'appliquent également à Mitsubishi Heavy Industries Ltd et Assystem.

Enfin, les trois nouveaux associés de New NP ont décidé la modification de la dénomination sociale de New NP, dénommée Framatome depuis le 4 janvier 2018.

Le 3 février 2018, la société Teollisuuden Voima (TVO) a déposé devant le Tribunal de l'Union Européenne un recours en annulation à l'encontre de la décision de la Commission européenne du 29 mai 2017, autorisant le rachat par EDF de Framatome au titre du contrôle des concentrations. L'avis de recours, dans lequel devraient figurer les moyens et principaux arguments soulevés par TVO, dont EDF ne connaît pas la teneur à ce stade, n'a pas encore été publié au Journal Officiel de l'Union européenne.

3.2.1 Historique des opérations

EDF et AREVA SA ont signé le 30 juillet 2015, un protocole d'accord non engageant formalisant l'état d'avancement des discussions relatives à leur projet de partenariat. Ce protocole comportait trois volets :

- l'acquisition par EDF du contrôle exclusif d'AREVA NP. Dans ce cadre, il était prévu un contrôle majoritaire d'AREVA NP par EDF, la participation d'AREVA SA à hauteur d'un maximum de 25 % dans le cadre d'un partenariat stratégique, et potentiellement la participation d'autres partenaires minoritaires ;
- la création d'une société dédiée (créée le 17 mai 2017 et qui se dénomme Edvance), détenue à hauteur de 80 % par EDF et de 20 % par AREVA NP (et maintenant Framatome), destinée à optimiser les activités de conception et de réalisation de projets d'îlots nucléaires et de contrôle commande des nouveaux projets en France et à l'international ;
- la conclusion d'un accord de partenariat stratégique et industriel global.

Un nouveau protocole non engageant a été signé entre les mêmes parties le 28 juillet 2016, actant notamment de l'accord du Conseil d'administration d'EDF sur la valorisation définitive des activités destinées à être acquises par EDF et prenant en compte les faits nouveaux intervenus depuis début 2016 qui étaient :

- l'issue négative des discussions avec TVO sur le schéma initial envisagé pour l'immunisation totale d'EDF contre les risques induits par le projet Olkiluoto 3 (OL3), aboutissant à l'élaboration du nouveau schéma d'organisation suivant : création d'une société New NP, dont EDF acquerrait le contrôle exclusif et qui reprendrait les contrats détenus par AREVA NP, hors le contrat OL3 et certains autres contrats présentant des risques dont EDF entendait se prémunir (confère point suivant) ;
- les non-qualités apparues dans l'usine AREVA NP du Creusot, qu'il s'agisse de la maîtrise insuffisante de la concentration en carbone (« ségrégation ») ou de la présence d'anomalies dans les dossiers de suivi de fabrication conduisant le nouveau protocole à poser les principes d'immunisation et de protection d'EDF vis-à-vis des conséquences de ces anomalies : non transfert des contrats échus à New NP, indemnités spécifiques et garantie générale, conditions suspensives pour la réalisation de l'acquisition liées aux résultats d'audits qualité ;

- AREVA NP resterait une filiale à 100 % d'AREVA SA, et conserverait ses contrats, hors ceux transférés à New NP.

En conformité avec les termes de ce protocole, un contrat de cession d'actions a été signé le 15 novembre 2016 entre EDF SA d'une part, AREVA SA et AREVA NP d'autre part.

La réalisation de la transaction, restait notamment soumise à :

- l'obtention de conclusions favorables de l'ASN au sujet des résultats des essais concernant le circuit primaire du réacteur de Flamanville 3 ;
- la finalisation et la conclusion satisfaisante des audits qualité dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont ;
- l'approbation des autorités compétentes en matière de contrôle des concentrations.

3.2.2 Activités de Framatome

Les activités du nouveau groupe Framatome sont principalement :

- des activités industrielles de conception, de fabrication et d'installation de composants de centrales nucléaires pour le parc existant comme dans le cadre de la gestion de grands projets de nouveaux réacteurs ;
- des activités de services permettant d'améliorer la disponibilité et la compétitivité des installations nucléaires, tout en renforçant les conditions de sûreté des chaudières au travers notamment de la réalisation de systèmes d'instrumentation et de contrôle ;
- des activités de fabrication d'assemblages de combustibles nucléaires pour des clients électriciens ainsi que pour certains réacteurs de recherche.

Ces activités sont exercées au travers de six *business units* implantées majoritairement en France, en Allemagne et aux États-Unis :

- *Direction Technique et Ingénierie* : développement, conception, certification et *licensing* des chaudières et services associés ;
- *Grands projets* : gestion et exécution, depuis l'ingénierie jusqu'à la mise en service, des projets de nouvelles constructions de réacteurs nucléaires ;
- *Services à la Base Installée* : maintenance et services d'ingénierie pour les flottes nucléaires existantes et en construction ;
- *Combustible* : développement, conception, *licensing* et fabrication d'assemblages de combustibles et de composants pour les réacteurs REP, REB et les réacteurs de recherche, développement de produits en zirconium ;
- *Composants* : conception et fabrication des composants lourds et mobiles des centrales nucléaires ;
- *Contrôle-Commande (I&C)* : conception et fabrication des systèmes d'instrumentation et de contrôle pour la sûreté des chaudières en opération et des nouvelles constructions.

EDF était un client significatif de Framatome avant l'acquisition finalisée le 31 décembre 2017 et le restera après cette acquisition (voir note 48).

Le groupe EDF fait notamment appel à Framatome pour la fabrication de ses assemblages de combustible, et pour des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements (fourniture et installation de générateurs de vapeur, etc.).

Framatome est également fournisseur d'EDF de l'étude à la mise en service pour la chaudière et les contrôles commandes des nouveaux réacteurs EPR en construction de Flamanville 3 et d'Hinkley Point C.

3.2.3 Traitement dans les comptes consolidés d'EDF

La création du périmètre cible Framatome par AREVA SA a comporté des opérations de réorganisation préalables à l'acquisition, portant notamment sur :

- un apport partiel d'actifs par AREVA NP à New NP SAS, hors certains contrats concernant l'usine du Creusot (Traité d'apport partiel d'actifs du 29 septembre 2017 avec effet différé au 31 décembre 2017), cet apport ayant été effectué en valeurs réelles, sur la base d'une opinion d'équité (« fairness ») délivrée par un évaluateur indépendant, de rapports d'expertise portant sur certains actifs identifiés, et ayant donné lieu à l'émission d'un rapport par deux commissaires aux apports ;
- une cession d'actifs et de passifs par AREVA GmbH à New NP GmbH (hors éléments rattachés au projet Olkiluoto 3), réalisée le 31 octobre 2017, opération également faite en valeurs réelles sur la base d'évaluations effectuées par des experts financiers indépendants.

L'analyse de la gouvernance et le pourcentage de participation détenu dans Framatome conduisent le Groupe à consolider Framatome en intégration globale.

La prise de contrôle des activités de Framatome au 31 décembre 2017 a conduit le Groupe, conformément à la norme IFRS 3, à comptabiliser les actifs et passifs identifiables de Framatome à leur juste valeur à la date d'acquisition. Ces valorisations ont été déterminées provisoirement, le Groupe disposant de 12 mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition.

Les travaux réalisés par EDF dans le cadre de l'affectation du prix d'acquisition ont été menés avec l'appui d'un évaluateur financier indépendant. Ces travaux tiennent compte des résultats des évaluations réalisées dans le cadre des opérations de réorganisations préalables à la prise de contrôle de Framatome.

L'acquisition au 31 décembre 2017 de 75,5 % de Framatome se traduit dans les comptes consolidés du Groupe par la constatation d'un goodwill provisoire (évalué selon la méthode du goodwill partiel) de 1 257 millions d'euros.

3.2.4 Eléments du bilan d'ouverture de Framatome dans les comptes consolidés du groupe EDF et détermination de l'écart d'acquisition

3.2.4.1 Détermination du bilan d'ouverture provisoire

La juste valeur des actifs et passifs identifiables de Framatome correspond à la meilleure estimation du Groupe à date. Elle a été déterminée sur la base des données prévisionnelles disponibles de Framatome et au moyen de méthodes de valorisation communément utilisées.

Après prise en compte des justes valeurs des actifs acquis et passifs repris, le bilan d'ouverture provisoire de Framatome au 31 décembre 2017 pour 100 % du capital s'établit comme suit.

ACTIF

<i>(en millions d'euros)</i>	Valeurs d'ouverture provisoires
Goodwill	-
Autres actifs incorporels	1 236
Immobilisations corporelles	1 100
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	92
Actifs financiers	176
Impôts différés actifs	131
Stocks	565
Clients et comptes rattachés	4 427
Actifs d'impôts courants	5
Autres débiteurs	613
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-
TOTAL DE L'ACTIF	8 345

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

<i>(en millions d'euros)</i>	Valeurs d'ouverture provisoires
Capital	707
Réserves et résultats consolidés	103
Capitaux propres - part du Groupe	810
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	10
Total des capitaux propres	820
Provisions	984
Passifs financiers	12
Impôts différés passifs	141
Fournisseurs et comptes rattachés	460
Dettes d'impôts courants	1
Autres créditeurs	5 927
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	8 345

Ce bilan du sous-Groupe Framatome est avant élimination des positions avec les sociétés du Groupe, les éliminations concernant principalement les postes clients et autres créditeurs.

Les principaux ajustements résultant de la mise à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris concernent les actifs incorporels et correspondent aux éléments suivants :

- Ajustements de juste valeur des actifs incorporels pour 554 millions d'euros dont :
 - 132 millions d'euros pour la marque Framatome, valorisée en utilisant la méthode du taux de redevance de chiffre d'affaires. La durée de vie de cette marque a été considérée comme étant indéfinie ;
 - 156 millions d'euros pour les relations clients valorisées par la méthode des surprofits. Par ailleurs, dans le cadre de la création du périmètre cible Framatome par AREVA, une partie des relations clients avait été valorisée en valeur réelle à 246 millions d'euros, conduisant ainsi à une valorisation totale de la relation client de 402 millions d'euros. La durée de vie de ces relations clients a été déterminée pour chaque business unit, conduisant à une durée moyenne d'environ 11 ans ;
 - 266 millions d'euros pour la technologie valorisée en utilisant la méthode du taux de redevance de chiffre d'affaires : codes et méthodes, technologie EPR, logiciels, produits, brevets et secrets de fabrication. Par ailleurs, dans le cadre de la création du périmètre cible Framatome par AREVA, une partie de la technologie avait été valorisée en valeur réelle à 436 millions d'euros, conduisant ainsi à une valorisation totale de la technologie de 702 millions d'euros. La durée de vie de cette technologie a été déterminée pour chaque *business unit*, conduisant à une durée moyenne de 15 à 20 ans.

- Impôts différés nets pour (131) millions d'euros ;

La revalorisation des impôts différés correspond uniquement aux effets d'impôt associés aux ajustements de juste valeur opérés dans le cadre de la détermination du bilan d'ouverture (554 millions d'euros avant impôts).

Les principales hypothèses auxquelles les éléments d'actifs et de passifs du bilan d'ouverture sont sensibles sont les suivantes :

- Taux de redevance pour la marque Framatome et la technologie ;
- Taux de marge ;
- Taux d'actualisation des flux de trésorerie futurs ;
- Taux d'attrition des contrats clients.

3.2.4.2 Détermination du goodwill provisoire

L'écart d'acquisition provisoire enregistré sur l'opération, selon la méthode du goodwill partiel sur la base d'une détention à 75,5 %, se détermine comme suit :

(en millions d'euros)

Prix d'acquisition de la participation	1 868
Contrepartie transférée au 31 décembre 2017 (A)	1 868
Juste valeur de l'actif net de Framatome acquis	611
Juste valeur des actifs acquis et passifs repris (B)	611
GOODWILL PROVISOIRE (A)-(B)	1 257

Le prix d'acquisition retenu pour le calcul du goodwill provisoire correspond au prix provisoire ajusté versé lors de la finalisation de la transaction.

Le goodwill provisoire reconnu correspond notamment :

- aux relations clients préexistantes de Framatome avec le groupe EDF (voir note 3.2.2) ;
- aux relations clients (EDF et externes) et à la technologie futures de Framatome ;
- au capital humain de Framatome.

3.2.4.3 Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle

Les intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle de Framatome pour 199 millions d'euros au 31 décembre 2017 sont composés par les actionnaires Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 % et d'Assystem à hauteur de 5 %. Ces actionnaires sont entrés au capital le 31 décembre 2017.

3.2.5 Impact de l'opération sur le résultat net et l'endettement financier net du Groupe

L'acquisition de Framatome n'a pas d'impact en 2017 sur le résultat net du Groupe compte tenu de la date d'acquisition (le 31 décembre 2017).

Le prix d'acquisition payé de 1 868 millions¹ d'euros conduit à une augmentation de l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2017 d'un montant équivalent, étant précisé que l'opération a été réalisée sur la base d'un endettement financier net apporté nul.

3.2.6 Effets de la prise de contrôle de Framatome sur les principaux indicateurs de résultat du Groupe sur l'exercice 2017

Le sous-groupe Framatome correspond à un nouveau périmètre construit pour les besoins et à la date de la transaction (voir note 3.2.3). Les données présentées ci-dessous correspondent donc à la meilleure estimation

¹ Pour un prix d'acquisition à 100% de 2 475 millions d'euros.

possible de la reconstitution, sur l'exercice 2017, des activités reprises lors de l'acquisition, tenant compte des flux réalisés avec le Groupe EDF.

Sur cette base, si l'acquisition avait eu lieu au 1^{er} janvier 2017 et non au 31 décembre 2017, l'intégration globale de Framatome à compter du 1^{er} janvier 2017 (hors effets d'affectation du prix d'acquisition) aurait conduit à un accroissement du chiffre d'affaires et de l'excédent brut d'exploitation Groupe d'environ respectivement 1,7 milliard d'euros et 0,2 milliard d'euros.

Par ailleurs, Framatome prévoit une progression de son excédent brut d'exploitation en 2018 compte tenu d'une croissance de son chiffre d'affaires hors Groupe et d'une meilleure maîtrise de ses coûts (notamment coûts liés aux non qualités et coûts *corporate*).

3.3 PRECISIONS SUR LE PROJET HINKLEY POINT C

La revue des coûts et du calendrier du projet HPC, entreprise après la décision finale d'investissement de septembre 2016 par EDF en interaction avec les équipes de la société de projet (NNB), présente les conclusions suivantes :

- Le jalon du premier béton de sûreté nucléaire du bâtiment de la tranche 1, prévu mi-2019, est confirmé dès lors que le design définitif, dont le calendrier est tendu, aura bien été arrêté fin 2018.
- Les coûts à terminaison du projet sont désormais estimés à 19,6 milliards de livres sterling 2015¹, en augmentation de 1,5 milliard de livres sterling 2015 par rapport aux évaluations précédentes. Cette estimation intègre la réussite de plans d'actions opérationnels, en partenariat avec les fournisseurs. Les surcoûts² estimés résultent essentiellement d'une meilleure appréhension du design, adapté aux demandes des régulateurs, du volume et du séquençage des travaux sur site et de la mise en place progressive des contrats fournisseurs. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF est désormais estimé à environ 8,5 % contre environ 9 % initialement.
- Par ailleurs, le risque de report de la livraison (COD) est estimé à 15 mois pour la tranche 1 et à 9 mois pour la tranche 2. Ce risque induirait un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015. Dans cette hypothèse, le TRI pour EDF serait d'environ 8,2 %.

La société de projet NNB, dans le respect de ses règles de gouvernance, va étudier et mettre en place les recommandations de la revue.

Le *management* du projet est mobilisé sur l'objectif initial de livraison de la tranche 1 à fin 2025 et sur l'identification et la mise en place des plans d'actions destinés à réduire les coûts et les risques.

3.4 PLAN DE CESSIONS

3.4.1 Finalisation de la cession de 49,9 % de CTE

Le 31 mars 2017, EDF a finalisé avec la Caisse des Dépôts et CNP Assurances la cession de 49,9 % du capital de la Coentreprise de transport d'électricité (ci-après, désignée « CTE ») (ex C25), détenant la totalité des titres de RTE depuis décembre 2016.

Au terme de la transaction, EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances sont coactionnaires de CTE, avec une participation de 50,1 % pour EDF, 29,9 % pour la Caisse des Dépôts et 20 % pour CNP Assurances.

L'opération a été réalisée sur la base d'une valorisation de 8,2 milliards d'euros pour 100 % des fonds propres de RTE.

Le nouveau pacte d'actionnaires renforce la stratégie d'investissement de long terme de RTE visant à optimiser le réseau de transport d'électricité au service de la transition énergétique.

¹ Hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre = 1,23 euros.

² Nets des plans d'actions.

Impacts sur les comptes consolidés

Cette transaction a un impact sur les autres produits et charges d'exploitation de 1 462 millions d'euros (1 289 millions d'euros sur le résultat net consolidé) et contribue à une diminution de l'endettement financier net du Groupe EDF à hauteur d'environ 4 milliards d'euros.

Pour rappel, la quote-part de 49,9 % des éléments du bilan de la société CTE destinée à la vente avait été reclassée, au 31 décembre 2016, en actifs et passifs détenus en vue de leur vente.

Aux termes de cette opération, la participation de 50,1 % dans CTE, évaluée à sa valeur historique, est consolidée par mise en équivalence et est intégralement affectée aux actifs dédiés.

3.4.2 EDF finalise la cession des actifs d'EDF Polska à PGE

Le 13 novembre 2017, EDF a finalisé la cession des actifs d'EDF Polska (cogénération et production d'électricité)¹ à PGE Polska Grupa Energetyczna SA².

La finalisation de l'opération fait suite à la levée de l'ensemble des approbations et autorisations réglementaires requises dans le cadre du contrat de vente signé entre EDF et PGE le 19 Mai 2017.

L'opération a été réalisée sur la base d'une valorisation d'EDF Polska d'environ 6,1 milliards de zlotys pour 100 % du périmètre (soit près de 1,4 milliard d'euros³)⁴. Elle contribue à une diminution de l'endettement financier net du Groupe EDF à hauteur de 1,0 milliard d'euros.

Cette transaction n'a pas d'effet significatif sur le compte de résultat du Groupe.

Pour rappel, les éléments du bilan de l'ensemble des activités d'EDF Polska destinés à la vente avaient été reclassés, au 31 décembre 2016, en actifs et passifs détenus en vue de leur vente.

3.4.3 Cession de 100 % d'EDF Démász Zrt.

Le 31 janvier 2017, EDF et ENKSZ ont finalisé la cession de la totalité du capital d'EDF Démász. La finalisation de l'opération fait suite à l'approbation de l'autorité de régulation hongroise du secteur de l'énergie, ainsi qu'à l'autorisation du Ministère français en charge de l'économie.

La transaction qui valorise les 100 % d'EDF dans EDF Démász à environ 400 millions d'euros, n'a pas d'effet significatif sur le compte de résultat du Groupe.

3.4.4 EDF Trading et JERA : cession des activités de négoce de charbon

Suivant les accords contractuels signés avec JERA Trading Singapore (« JERA TS ») le 21 décembre 2016, EDF Trading a acquis en avril 2017 un tiers des parts de la nouvelle société de *trading* (« JERA Trading »), à qui elle a cédé plusieurs actifs en lien avec son activité de charbon sur l'année 2017, d'autres cessions devant intervenir ultérieurement.

À fin décembre 2017, l'opération n'a pas d'effet significatif sur le compte de résultat du Groupe.

¹ Le périmètre concerné par cette transaction inclut la centrale de Rybnik, les centrales de cogénération au charbon de Cracovie, Czechnica, Gdansk, Gdynia, Torun et Wroclaw ainsi que les centrales de cogénération au gaz de Zawidawie et Zielona Gora, représentant une capacité totale installée de 4,4 GWth et 1,4 GWe. Il inclut également les réseaux de chaleur de Czechnica, Torun, Zawidawie et Zielona Gora. La centrale de Wroclaw, ainsi que les centrales et réseaux de chaleur de Czechnica, Zawidawie et Zielona Gora sont détenues indirectement à 50 % + 1 action via la société Kogeneracja.

² PGE est détenue à 58 % par l'Etat polonais et est le principal producteur d'électricité du pays.

³ Au 31 décembre 2016.

⁴ représentant 4,9 milliards de zlotys (environ 1,1 milliard d'euros), déduction faite des intérêts minoritaires.

3.5 ÉMISSION D'OBLIGATIONS SAMOURAÏ DE 137 MILLIARDS DE YENS

Le 20 janvier 2017, EDF a levé 137 milliards de yens, soit environ 1,1 milliard d'euros, à travers 4 obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samouraï ») de maturité 10 ans et au-delà :

- Obligation de 107,9 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1,088 % ;
- Obligation verte de 19,6 milliards de yens, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 1,278 % ;
- Obligation verte de 6,4 milliards de yens, d'une maturité de 15 ans avec un coupon fixe de 1,569 % ;
- Obligation de 3,1 milliards de yens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 1,870 %.

Avec l'émission de deux tranches vertes, d'un montant total de 26 milliards de yens qui seront dédiés au financement de ses investissements renouvelables, EDF ouvre le marché Samouraï *Green* et continue ainsi de participer activement au développement des *Green Bonds* comme outils de financement de la transition énergétique.

3.6 INCONSTITUTIONNALITÉ DE LA CONTRIBUTION DE 3 % SUR LES REVENUS DISTRIBUÉS

La contribution sur les revenus distribués, instaurée en 2012, impose les sociétés qui effectuent des distributions en numéraire à hauteur de 3% des sommes distribuées.

À la suite de procédures contentieuses, le Conseil Constitutionnel a jugé le 6 octobre dernier que cette contribution était inconstitutionnelle car elle portait atteinte aux principes d'égalité devant la loi et les charges publiques dans la mesure où elle créait des différences de traitement fiscal sur la seule base de l'origine (et la nature) du bénéfice distribué.

Le Groupe EDF avait déposé des réclamations pour 220 millions d'euros au titre des exercices 2013 à 2017 et a comptabilisé en 2017 un produit d'impôt sur les sociétés afférent pour 255 millions d'euros incluant 35 millions d'euros d'intérêts moratoires. Fin décembre 2017, le Groupe a reçu de l'État un remboursement partiel de ces réclamations à hauteur de 235 millions d'euros.

3.7 OPÉRATIONS ET ÉVÉNEMENTS MAJEURS DE L'EXERCICE 2016

3.7.1 Allongement à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales nucléaires REP 900 MW en France¹

En 2016, le Groupe a considéré que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires, permettant de mettre en cohérence la durée d'amortissement de ses centrales REP 900 MW en France avec sa stratégie industrielle, étaient réunies.

Tout d'abord, compte tenu des études et travaux effectués, notamment pour le remplacement de composants et la maîtrise du vieillissement des matériels, le Groupe avait un niveau d'assurance suffisant quant à la capacité technique des installations à fonctionner au moins 50 ans, ce qui a été également conforté par le *benchmark* international.

Par ailleurs, le Groupe avait progressé avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) sur le contenu de la 4^{ème} visite décennale de ce palier (VD4 - projet inclus dans le programme Grand carénage). Les éléments de ces VD4 étaient en effet, même s'il restait des points à finaliser, en phase de convergence avec l'ASN comme en témoignait la réponse au Dossier d'Orientation du Réexamen adressée à EDF par l'ASN en avril 2016. L'autorité de sûreté y indiquait son accord avec les thèmes retenus et engagements pris par l'entreprise pour la réalisation des VD4. Il s'agissait d'une étape importante du processus qui permettait d'enclencher une préparation sécurisée et industrielle des rendez-vous décennaux.

Au terme de sa VD4, le palier REP 900 MW aura ainsi atteint un niveau de sûreté aussi proche que possible de celui de l'EPR, et parmi les plus élevés sur le plan international.

1. Hors Fessenheim

De plus, la prolongation du parc de réacteurs nucléaires au-delà de 40 ans présente une rentabilité nettement positive et supérieure à un scénario d'arrêt à 40 ans, même en cas de prix long terme dégradés.

En outre, le principe de prolongation au-delà de 40 ans est inscrit dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) adoptée par le décret n°2016-1442 du 27 octobre 2016 comme étant nécessaire à la sécurité d'approvisionnement. La prolongation de la durée d'exploitation des tranches 900 MW est compatible avec les objectifs (notamment de développement des énergies renouvelables (EnR) et de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre) inscrits dans la PPE.

La meilleure estimation de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MW du Groupe est désormais de 50 ans. Cette estimation comptable ne préjuge pas des décisions d'autorisation de poursuite d'exploitation qui seront données tranche par tranche par l'Autorité de Sûreté après chaque visite décennale, comme prévu par la loi et comme c'est déjà le cas aujourd'hui.

Le Groupe a ainsi procédé à ce changement d'estimation comptable au 1^{er} janvier 2016, pour l'ensemble des centrales du palier 900 MW - à l'exception de la centrale de Fessenheim.

Les impacts sur les états financiers consolidés de l'exercice 2016 ont été les suivants :

- Au 1^{er} janvier 2016,
 - diminution de 2 044 millions d'euros des provisions liées à la production nucléaire du fait du décalage des échéanciers de décaissements dont 1 657 millions d'euros concernant les provisions soumises à couverture par des actifs dédiés ;
 - diminution des actifs d'un même montant, conformément aux dispositions d'IFRIC 1. Cette baisse des actifs a été fiscalisée pour sa quasi-totalité ce qui a généré une dette d'impôt exigible de 679 millions d'euros.
- Sur le résultat 2016, les impacts ont été estimés par rapport à une durée d'amortissement qui aurait été maintenue à 40 ans :
 - diminution des charges d'amortissements de 965 millions d'euros du fait de la baisse de la valeur des actifs et de l'allongement de la durée d'amortissement;
 - diminution des charges de désactualisation de 90 millions d'euros du fait de la baisse des provisions ;
 - diminution des produits de 42 millions d'euros du fait de la baisse des reprises en résultat des contributions reçues sur centrales en participation ;
- soit au total une augmentation du résultat avant impôt de 1 013 millions d'euros, et du résultat net consolidé de 664 millions d'euros.

3.7.2 Hinkley Point C : signature des contrats définitifs

Le 21 octobre 2015, EDF et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé un Accord Stratégique d'Investissement conduisant au co-investissement dans la construction de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point C (HPC) dans le Somerset. L'accord inclut également un partenariat au Royaume-Uni afin de développer les centrales nucléaires de Sizewell C (SZC) dans le Suffolk et de Bradwell B (BRB) dans l'Essex.

Les contrats définitifs concernant Hinkley Point C ont été signés le 29 septembre 2016, après la décision finale d'investissement autorisée par le Conseil d'administration d'EDF le 28 juillet 2016.

Au titre de l'Accord Stratégique d'Investissement, EDF détient 66,5 % de la société de projet HPC et CGN 33,5 %.

Comme cela a été annoncé le 21 octobre 2015, la société de projet HPC et le département de l'Énergie et du Changement Climatique (DECC) ont finalisé les conditions du contrat pour différence (CfD) qui avait été validé par la Commission européenne en octobre 2014 au titre de la réglementation des aides d'État.

Signé le 29 septembre 2016, le CfD vise à garantir les revenus dégagés sur l'électricité produite et vendue par HPC grâce au versement d'une rémunération en fonction de la différence entre le prix d'exercice contractuel défini ci-dessous et le prix du marché sur une période de 35 ans à compter de la mise en service.

Impacts sur les comptes consolidés 2016

Les contrats signés ont conduit notamment à la cession partielle par EDF de 33,5 % d'Hinkley Point C et de 20 % de Sizewell C à CGN. S'agissant de cessions d'intérêts ne donnant pas le contrôle, ces deux entités sont restées consolidées en intégration globale et l'opération a été sans effet résultat. Cette opération a eu un impact de (548) millions d'euros sur les capitaux propres - part du groupe et 1 510 millions d'euros sur les capitaux propres - intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle. Ces montants comprennent la réallocation aux intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle, d'une partie du goodwill d'EDF Energy, qui pour l'essentiel a été reconnu lors de l'acquisition de British Energy en 2009.

Le montant encaissé en 2016 au titre de ces transactions était de 830 millions d'euros. Par ailleurs, CGN a participé à hauteur de sa quote-part dans les augmentations de capital réalisées postérieurement à cet accord dans les sociétés Hinkley Point C et Sizewell C pour un montant global de 469 millions d'euros.

3.7.3 Émissions obligataires senior

Le 6 octobre 2016, EDF a levé l'équivalent de 5,4 milliards d'euros avec une série d'émissions obligataires senior en dollars américains, euros et francs suisses se décomposant comme suit :

- EDF a lancé une émission obligataire senior multi-devises de 3 milliards d'euros sur 4 tranches :
 - Obligation verte (Green Bond) de 1 750 millions d'euros, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 1 %,
 - Obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 1,875 %,
 - Obligation de 400 millions de francs suisses, d'une maturité de 8 ans avec un coupon fixe de 0,3 %,
 - Obligation de 150 millions de francs suisses, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 0,65 %.
- Le même jour, EDF a levé 2,7 milliards de dollars américains sur 2 obligations seniors auprès d'une vingtaine d'investisseurs sur le marché taïwanais (« obligations Formosa ») :
 - Obligation de 491 millions de dollars, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 4,65 %,
 - Obligation de 2 164 millions de dollars, d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 4,99 %.

Ces opérations participent au financement de la stratégie d'investissement du Groupe et s'inscrivent dans le cadre de la politique d'allongement de la maturité de sa dette.

3.7.4 Cession partielle de la créance CSPE

Le 22 décembre 2016, EDF a cédé une quote-part (26,4 %) de la créance de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) qu'il détient sur l'État à raison du déficit de compensation de la CSPE accumulé au 31 décembre 2015.

Cette créance a été cédée à un pool d'investisseurs constitué d'un établissement bancaire et d'un Fonds Commun de Titrisation (FCT) dédié. Le produit de cette cession s'élève à 1 538 millions d'euros.

La créance cédée comprend une composante hors actifs dédiés. La cession de cette composante conduit à une amélioration de l'Endettement Financier Net (EFN) (tel que défini en note 38.3) à hauteur de 644 millions d'euros. Le solde correspond à la partie de la créance affectée aux actifs dédiés. Elle a été réinvestie au sein de ces actifs.

3.7.5 Protocole d'indemnisation relatif à la fermeture de la centrale de Fessenheim

Le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 24 janvier 2017, a examiné les termes du protocole négocié entre l'entreprise et l'État afin de fixer les conditions d'indemnisation du préjudice résultant, pour l'Entreprise, de la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim, en application de la loi du 17 août 2015.

Cette loi plafonne à 63,2 GW la capacité de production d'électricité d'origine nucléaire installée en France. Il en résulte que la mise en service de l'EPR de Flamanville 3 est conditionnée à l'arrêt, à la même date, d'une capacité de production équivalente.

Le Conseil a été informé de l'avis unanimement négatif rendu par le CCE le 10 janvier 2017.

Le Conseil a approuvé les termes du protocole et autorisé le Président-Directeur Général à le signer, le moment venu, au nom d'EDF.

Le protocole prévoit, au bénéfice d'EDF, l'indemnisation suivante :

- une part fixe initiale couvrant l'anticipation des coûts à engager après arrêt du réacteur et fin d'exploitation (dépenses de reconversion du personnel, de démantèlement, de taxe Installation Nucléaire de Base (INB) et de « post-exploitation »). Cette part fixe est estimée à ce jour à environ 490 millions d'euros avec une prévision de versement de 20 % en 2019 et 80 % en 2021 ;
- une part additionnelle variable donnant lieu le cas échéant à des versements ultérieurs, reflétant le manque à gagner pour EDF jusqu'en 2041. Celui-ci sera déterminé en fonction des prix de marché et de la production du palier 900 MW d'EDF, hors Fessenheim, tels que constatés sur cette période. Les partenaires d'EDF dans la centrale (EnBW et CNP) pourront, à certaines conditions, recevoir une quote-part de l'indemnisation du manque à gagner en fonction de leurs droits contractuels sur la capacité de production de la centrale.

Par ailleurs, la fermeture de Fessenheim nécessite un décret abrogeant l'autorisation d'exploitation de la centrale, pris sur demande de l'entreprise et qui, en application de la loi, prendra effet lors de la mise en service de l'EPR de Flamanville 3, prévue fin 2018.

Dans l'intérêt social de l'entreprise, et pour se conformer au plafond légal de 63,2 GW, le Conseil a subordonné la présentation de cette demande d'abrogation à l'entrée en vigueur des autorisations nécessaires à la poursuite de la construction de l'EPR de Flamanville 3 et à la poursuite de l'exploitation de Paluel 2, actuellement à l'arrêt, ainsi qu'à la confirmation par la Commission européenne de la conformité du protocole à la réglementation en matière d'aides d'État.

Note 4 Évolutions réglementaires en France

4.1 TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTES D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (TRV)

Tarifs bleus

Depuis le 8 décembre 2015 conformément à la loi NOME (article L337-4, L337-13 du code de l'énergie), la CRE est en charge de transmettre aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ses propositions motivées de Tarifs Réglementés de Vente d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

Le mouvement tarifaire de l'été 2017 a eu lieu conformément à ce processus : par décision du 27 juillet 2017, confirmant la délibération de la CRE du 6 juillet 2017, les tarifs réglementés Bleu Résidentiels et Non Résidentiels (HT) ont augmenté de + 1,7 % au 1er août 2017.

Par ailleurs, lors de la préparation du mouvement tarifaire 2017, la CRE a fait procéder à un audit de l'affectation des coûts commerciaux d'EDF afin de vérifier l'application de la méthodologie garantissant que les TRV ne supportaient pas les coûts de développement des offres de marché proposées par EDF. Ce point a été confirmé publiquement dans la délibération de la CRE du 6 juillet 2017 portant proposition de mouvement tarifaire.

Les mouvements tarifaires de 2016 et 2017 font l'objet de recours introduits devant le Conseil d'État par l'Anode et Engie.

4.2 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ (TURPE)

TURPE 5 Transport et Distribution

La CRE a publié le 17 novembre 2016 les délibérations portant décision sur le TURPE 5 Transport et le TURPE 5 Distribution pour la période 2017-2020. Le nouveau cadre tarifaire TURPE 5 est entré en vigueur au 1^{er} août 2017.

- Le TURPE 5 Transport intègre une hausse tarifaire de 6,76 % au 1^{er} août 2017, qui a pris effet à cette date, suivie d'une évolution des tarifs au 1^{er} août des années 2018 à 2020 selon l'inflation moyenne constatée sur l'année calendaire précédente corrigée d'un facteur d'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP)¹. Le TURPE 5 Transport fixe un coût moyen pondéré du capital (CMPC) à 6,125 % pour la rémunération de la base d'actifs de RTE contre 7,25 % pour TURPE 4.
- Le TURPE 5 Distribution intègre une hausse tarifaire de 2,71 % au 1^{er} août 2017, qui a pris effet à cette date, suivie d'une évolution des tarifs au 1^{er} août des années 2018 à 2020 selon l'inflation moyenne constatée sur l'année calendaire précédente corrigée d'un facteur d'apurement du solde du CRCP. TURPE 5 conserve la méthode prévalant au calcul des charges de capital en fixant la marge sur actifs à 2,6 % et la rémunération des capitaux propres régulés à 4,1 %.

Compte de Régularisation des Charges et des Produits (CRCP)

Le CRCP est un outil extracomptable en place depuis TURPE 2 qui permet de suivre les écarts entre les réalisations et les prévisions présidant à l'élaboration du tarif sur des postes de charges et de produits bien identifiés, et de prendre en compte les incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative prévus par le tarif.

L'apurement du CRCP s'opère à chaque évolution tarifaire au 1^{er} août et conduit à un ajustement à la hausse (cas d'une dette vis-à-vis du tarif) ou à la baisse (cas d'une créance vis-à-vis du tarif) de l'évolution tarifaire annuelle.

Publications au *Journal officiel* et recours

Par décision du 12 janvier 2017, publiée au *Journal officiel* le 17 janvier 2017, la ministre chargée de l'énergie, qui disposait d'un délai de deux mois, a demandé à la CRE une nouvelle délibération, estimant que sa délibération du 17 novembre 2016 ne tenait pas compte des orientations de politique énergétique du pays.

Par une nouvelle délibération du 19 janvier 2017, la CRE a maintenu sa délibération initiale du 17 novembre 2016. Les deux délibérations ont été publiées au *Journal officiel* du 28 janvier 2017. Le 2 février 2017, Enedis a déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre de ces deux délibérations de la CRE.

Le 3 février 2017, EDF, en sa qualité d'actionnaire d'Enedis, a également déposé devant le Conseil d'État une requête en annulation à l'encontre des mêmes délibérations de la CRE.

Commissionnement fournisseur

La CRE a complété sa délibération du 17 novembre 2016 d'une décision du 26 octobre 2017, publiée au Journal Officiel du 14 décembre 2017, relative à la rémunération à verser par Enedis aux fournisseurs pour la gestion par ces derniers des clients en contrat unique (« commissionnement fournisseurs »). Prenant acte des modifications apportées au code de l'énergie par la loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017 *mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement*, notamment en ce qui concerne la compétence de la CRE sur le commissionnement fournisseur, la CRE a, dans une nouvelle délibération du 18 janvier 2018 dont la publication au Journal officiel devrait intervenir dans les prochaines semaines, repris l'ensemble de sa délibération du 26 octobre dernier.

Le contenu des délibérations confirme le principe de commissionnement identique pour tous les fournisseurs commercialisant des offres de marché en contrat unique. Seuls les tarifs réglementés donneront lieu à un commissionnement légèrement inférieur (environ 2 € par point de livraison), cet écart se résorbant régulièrement jusqu'à disparaître à l'issue d'une période de cinq ans.

Pour la rémunération des charges de gestion de clientèle au titre du passé (avant le 1^{er} janvier 2017), la CRE fixe dans sa délibération un montant qu'elle considère comme un plafond qui peut être pris en compte par le TURPE.

La loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017 précitée introduit une disposition visant à écarter la possibilité pour les fournisseurs d'obtenir auprès des gestionnaires de réseaux une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle réalisées par le passé.

Le 23 décembre 2016, la société Engie avait assigné Enedis à ce titre devant le Tribunal de commerce de Paris. La procédure est en cours.

1. Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.

Fonds de Péréquation de l'Électricité

La CRE a publié le 30 novembre 2017 sa consultation n° 2017-017 relative aux niveaux de dotation au titre du Fonds de Péréquation de l'Électricité pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021. Cette consultation intègre à la fois les niveaux de rémunération et le cadre de régulation envisagés pour EDF SEI.

La délibération associée est attendue pour début 2018.

4.3 COMPENSATION DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ÉNERGIE (CSPE)

Cadre légal et réglementaire

Le mécanisme de compensation des charges de Service Public de l'Énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative 2015, publiée au Journal officiel le 30 décembre 2015. Le cadre législatif et réglementaire prévoit l'inscription en loi de finances, dès 2016, des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz) à compenser *via* deux comptes du budget de l'État. Ainsi, dans la continuité de l'année 2017, la loi de finances initiale pour 2018 prévoit au titre des charges de l'année 2018 :

- un compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (CAS) doté d'un montant de 7,2 milliards d'euros, et destiné principalement à la compensation des surcoûts des contrats d'obligations d'achat des EnR et de biogaz pour l'ensemble des opérateurs, au paiement de l'annuité de remboursement du déficit cumulé dû à EDF, et au remboursement des avances aux industriels bénéficiant avant 2016 de plafonnements de taxe CSPE;
- un compte « Service public de l'énergie » du Budget Général doté d'un montant de 3 milliards d'euros pour compenser les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, les coûts liés aux obligations d'achat hors EnR (cogénération essentiellement) et les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones Non Interconnectées. Les intérêts associés au déficit cumulé dû à EDF sont également financés *via* le Budget Général.
- À noter, à partir de 2018, la disparition progressive des Tarifs de Première Nécessité (TPN électricité) et des Tarifs Spéciaux de Solidarité (gaz), qui seront remplacés par le chèque-énergie, dont la charge n'est pas supportée par EDF SA mais est cependant budgétée par l'État dans le programme « Service Public de l'Énergie ». EDF supportera néanmoins des charges en 2018 au titre des délais de facturation du TPN 2017.

Le financement du mécanisme est en 2018, assuré comme suit :

- les charges liées à la transition énergétique, qui correspondent aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, ainsi qu'au remboursement du déficit de compensation « historique » au 31 décembre 2015 supporté par EDF, sont inscrites en dépenses d'un compte d'affectation spéciale (CAS) « transition énergétique » créé par la loi de finances rectificative pour 2015. La loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017 prévoit que les deux recettes abondant le CAS sont une fraction de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les coques (TICC) ainsi qu'une fraction de la taxe intérieure sur les produits énergétiques (TICPE). La loi de finances pour 2018 substitue à ces pourcentages de TICC et de TICPE un montant afin de s'affranchir des aléas de prévisions de rendement de ces taxes ainsi qu'un élargissement des recettes du CAS qui intégrera les revenus tirés de la mise aux enchères des garanties d'origine prévue à l'article L. 314-14-1 du Code de l'énergie.
- les autres charges de service public - hors charges liées aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables - (précarité, péréquation tarifaire dans les ZNI, cogénération, budget du médiateur de l'énergie, etc.) sont inscrites directement au budget général.
- les recettes de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, renommée « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) sont reversées directement au budget général. La CSPE est perçue directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité (et collectée par les fournisseurs) ou directement auprès des producteurs qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de la CSPE est fixé au même niveau en 2018, qu'en 2017 à 22,5 €/MWh pour le taux plein, et entre 7,5 €/MWh et 0,5 €/MWh pour sept niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensivité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations (risque de délocalisation d'industries vers des pays émettant plus de gaz à effet de serre en raison de leur mix électrique).

Les coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat sont en 2018, éligibles à compensation comme c'était déjà le cas en 2017, pour un montant annuel de l'ordre de 45 millions d'euros.

Par ailleurs, la loi de finance rectificative pour 2017 a ajusté à la baisse les compensations versées par l'État au titre des charges de service public en 2017 : celles-ci avaient en effet fortement diminué en raison de la hausse du prix du marché de l'électricité entre la vision de juillet 2016 pour 2017 et la vision de juillet 2017 pour 2017 : cela a donc mécaniquement fait diminuer l'écart entre le tarif d'achat et le prix de valorisation de l'électricité sur le marché.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF (hors annuité de remboursement et intérêts associés) au titre de l'année 2017 s'élève à 6 558 millions d'euros, en légère hausse par rapport à 2016, en raison de l'augmentation de la production éolienne et photovoltaïque.

Les montants encaissés pendant l'année 2017 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), s'établissent à 7 065 millions d'euros, en hausse par rapport à 2016.

Cette hausse s'explique principalement par la décision de l'État de décaler de décembre 2016 à janvier 2017 le versement à EDF de 414 millions d'euros de compensations en provenance du CAS « Transition énergétique ». Un arrêté de report de crédit du 28 mars 2017 a permis d'ajuster les conséquences de ce décalage sur les crédits du CAS « Transition énergétique » pour l'année 2017.

Par ailleurs, la créance d'EDF liée au déficit cumulé de compensation, qui s'élevait à 5 780 millions d'euros au 31 décembre 2015, a fait l'objet d'un échéancier de remboursement qui est inscrit dans l'arrêté du 13 mai 2016 modifié le 2 décembre 2016. Cet échéancier prévoit un remboursement total de cette créance d'ici 2020. Par ailleurs, EDF a titrisé le 22 décembre 2016 une partie de cette créance (1,5 milliard d'euros) sous la forme d'une cession Dailly bancaire auprès de deux groupes de cessionnaires, cession acceptée par l'État. En conséquence, depuis le 1^{er} janvier 2017, EDF perçoit une quote-part de 73,6 % des flux payés par l'État pour rembourser la créance inscrite dans l'échéancier de remboursement, le reliquat étant directement versé aux cessionnaires.

À fin décembre 2017, l'État avait versé 881 millions d'euros sur les 904 millions d'euros dus au titre de 2017. Les 23 millions d'euros restants ont été versés le 2 janvier 2018.

Enfin, conformément au décret n° 2016-158 du 18 février 2016 relatif à la compensation des charges de service public de l'énergie, la CRE a publié le 13 juillet 2017 la délibération constatant les charges de service public au titre de 2016 (6 345 millions d'euros), la nouvelle prévision des charges au titre de 2017 (6 698 millions d'euros) et la prévision des charges au titre de 2018 (7 390 millions d'euros).

4.4 MÉCANISME DE CAPACITÉ

Le 13 novembre 2015, la Commission européenne a ouvert une enquête approfondie au regard des règles européennes sur les aides d'État portant sur le projet de mécanisme de capacité français.

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a autorisé le projet français de mécanisme de capacité. Au cours de l'enquête, la France a accepté de modifier le mécanisme comme suit : introduction de contrats de long-terme (7 ans) pour les nouvelles capacités, prise en compte des capacités étrangères et mesures visant à empêcher toute manipulation du marché.

S'agissant de la capacité relative à l'année 2017, deux sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot le 15 décembre 2016 et le 27 avril 2017. Les volumes échangés et les prix entre obligés (acheteurs de capacités) et exploitants (vendeurs de capacités) se sont élevés à 22,6 GW en décembre 2016 pour un prix de 10 €/kW (prix de référence marché pour l'année 2017) et 0,5 GW en avril 2017 pour un prix de 10,42 €/kW.

Le prix de la capacité est répercuté dans les contrats des clients du fournisseur EDF, comme dans ceux des autres fournisseurs. Pour les clients en offre de marché, le prix de la capacité est d'ores et déjà inclus dans la facturation. Pour les clients aux tarifs réglementés de vente, le coût de la capacité a été pris en compte dans le mouvement tarifaire d'août 2017.

S'agissant de la capacité relative à l'année 2018, de nouvelles sessions de marché ont eu lieu en novembre 2017 (10,96 GW échangés à un prix de 9,31 €/KW) et décembre 2017 (10,25 GW échangés à un prix de 9,38 €/KW), déterminant le prix de référence marché pour l'année 2018 à 9,34 €/KW.

En décembre 2017 s'est également tenue la première enchère de capacités relatives à l'année 2019, pour un volume de 1,22 GW à un prix de 13 €/KW.

En 2018, des sessions complémentaires auront lieu portant sur les années 2017 et 2018 (rééquilibrage des acteurs) et sur les années ultérieures (2019 à 2022).

4.5 TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ EN FRANCE (TRV)

Par une décision du 19 juillet 2017, le Conseil d'Etat a annulé le décret du 16 mai 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel au motif que le maintien de tels tarifs est contraire au droit de l'Union européenne. En effet, les TRV gaz ne remplissent pas les conditions posées par la directive 2009/73/CE et, plus particulièrement, ne poursuivent aucun objectif d'intérêt économique général.

Cette décision n'a toutefois eu pour effet que d'annuler le décret contesté et non les dispositions réglementaires du code de l'énergie relatives aux TRV gaz en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016.

En l'état, donc, les TRV gaz demeurent tant que le Premier ministre n'a pas procédé à l'abrogation de ces dispositions.

4.6 CERTIFICATS D'ECONOMIE D'ENERGIE (CEE) : MISE EN PLACE DE LA QUATRIEME PERIODE (2018-2020)

Le décret n 2017-690 du 2 mai 2017 pris par le Ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer et publié au Journal officiel le 3 mai 2017 fixe le niveau d'obligation pour la quatrième période d'obligations d'économies d'énergie s'étendant du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2020. Celui-ci relève fortement le niveau global des obligations sur les trois années de cette période : 1 200 TWhc pour les obligations dites « classiques » et 400 TWhc pour les obligations devant être réalisées au profit de ménages en situation de précarité, versus respectivement 700 TWhc et 150 TWhc pour la période précédente.

Pour satisfaire cette obligation, les vendeurs d'énergie disposent de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par le Ministère et les achats de certificats à des acteurs éligibles. L'avance éventuellement prise sur la période précédente (stock de CEE) contribue également à éteindre l'obligation. En cas de déficit en fin de période, les acteurs obligés doivent acquitter auprès du Trésor Public la pénalité libératoire prévue à l'article L221-4 du Code de l'énergie dont le montant (15 € par MWhc manquant) est environ trois fois le coût actuel de l'obligation classique.

Le groupe EDF mettra tout en œuvre pour accroître progressivement sa production de certificats afin d'atteindre l'objectif fixé par l'État. Cependant, le relèvement significatif du niveau d'obligations combiné à l'existence d'un marché CEE actuellement peu profond et dont la liquidité future est incertaine, expose le Groupe à un risque de déficit de certificats pour cette quatrième période.

4.7 ARENH

Après une souscription significative au guichet de novembre/décembre 2016, confirmée au guichet de mai 2017, pour un total de livraison 2017 de l'ordre de 82 TWh, la souscription ARENH au guichet de novembre 2017 pour l'année 2018 s'élève à 94,6 TWh. Les souscriptions au titre des pertes sur les réseaux ont fortement augmenté (0,7 TWh en 2017, contre 9,2 TWh en 2018) du fait d'une évolution récente des règles. Le volume de 85,4 TWh demandé par les fournisseurs alternatifs est en hausse d'environ 4 TWh sur 2017.

Ce volume de souscription résulte des prix en vigueur depuis la fin du troisième trimestre 2017 sur l'année 2018 et du fait que l'ARENH inclut une livraison de garantie de capacités.

Note 5 Évolutions du périmètre de consolidation

Les principales évolutions du périmètre de consolidation sur l'exercice 2017 sont présentées en note 3 (Framatome, cession partielle de CTE et cessions des activités d'EDF Polska, de Démász Zrt et de Jera) et dans la note ci-dessous.

5.1 PRISE DE CONTRÔLE DE LA SOCIÉTÉ FUTUREN

En juin et juillet 2017, EDF Énergies Nouvelles a acquis 87,5 % du capital (soit 240 855 625 actions) et 87,2 % des droits de vote de la société FUTUREN, ainsi que 62,7 % des obligations OCEANES encore en circulation (soit 105 601 OCEANES). Ces acquisitions se sont effectuées, conformément à l'accord conclu le 10 mai 2017 avec les actionnaires majoritaires de la société et à une Offre Publique d'Achat Simplifiée au prix de 1,15€ par action ordinaire et 9,37€ par OCEANE (coupon détaché).

Le groupe Futuren est spécialisé dans l'éolien terrestre. Il est présent dans quatre pays avec 389 MW bruts éolien en exploitation (France, Allemagne, Italie et Maroc), 21 MW en construction (France), 212 MW en développement (France) et 357 MW en gestion d'actifs (Allemagne).

Le groupe Futuren a communiqué dans ses comptes consolidés du 30 juin 2017 un EBITDA semestriel de 17 millions d'euros et des capitaux propres de 180 millions d'euros.

Depuis le 30 juin 2017, le groupe Futuren est consolidé en intégration globale.

5.2 GROUPE DALKIA : CESSIION DE PARTICIPATIONS DANS COGESTAR 1,2 ET 3

Le fonds Amundi Transition Énergétique (ATE) (*via* sa filiale Edulis Finance), société commune entre EDF et Amundi, a pris une participation dans le capital de la société Cogestar 3 le 22 décembre 2017 correspondant à 70 % des parts en capital pour 15 millions d'euros. Dalkia, conserve 30 % du capital et demeure le prestataire exclusif de Cogestar 3 pour toute la durée de vie des actifs de cogénération détenus par ces dernières.

L'analyse réalisée sur les droits de vote et la gouvernance de Cogestar 3 confirme le maintien du contrôle exclusif de Dalkia. La cession des titres à ATE, considérée comme une transaction entre actionnaires sans changement de contrôle, est sans impact significatif sur les capitaux propres du Groupe.

L'opération inclut une émission obligataire (exclusivement des obligations convertibles en actions) par Cogestar 3 pour un montant de 48 millions d'euros souscrite par ATE. Les obligations convertibles sont qualifiées d'instruments de capitaux propres au sens d'IAS 32 (voir note 27.4).

Cette opération est présentée dans les flux de financement du tableau de flux de trésorerie.

En 2016, ATE, *via* sa filiale Edulis Finance, avait pris une participation de 70 % dans le capital des entités Cogestar 1&2 pour un montant de 53 millions d'euros. Cette opération comportait également l'émission d'obligations convertibles en actions pour 86 millions d'euros souscrites par ATE.

Note 6 Informations sectorielles

6.1 INFORMATIONS PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL

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

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

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif.

Suite à l'acquisition de Framatome au 31 décembre 2017 (voir note 3.2), le Groupe a créé un nouveau secteur « Réacteurs et Services (Framatome) ».

Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- « **France - Activités de production et commercialisation** » ;
- « **France - Activités régulées** » qui regroupe les activités de distribution, l'activité transport, les activités insulaires d'EDF et les activités d'Électricité de Strasbourg ;
- « **Réacteurs et Services (Framatome)** » du fait de son acquisition au 31 décembre 2017, les éléments de bilan du sous-groupe Framatome sont intégrés dans ce secteur ;

- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- « **Italie** » qui désigne les entités Edison et TdE SpA ;
- « **Autre international** » qui désigne EDF International et les autres entités électriques et gazières situées en Europe continentale, aux États-Unis, en Amérique Latine et en Asie ;
- « **Autres métiers** » qui comprend en particulier EDF Trading, EDF Énergies Nouvelles, Dalkia et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

6.1.1 Au 31 décembre 2017

<i>(en millions d'euros)</i>	France - Activités de production et commercia- lisation	France - Activités régulées	Réacteurs et Services (Framatome)	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres métiers	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :									
Chiffre d'affaires externe	34 533	5 732	-	8 681	9 918	4 649	6 119		69 632
Chiffre d'affaires inter- secteur	1 073	10 164	-	7	22	173	1 694	(13 133)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	35 606	15 896	-	8 688	9 940	4 822	7 813	(13 133)	69 632
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	4 876	4 898	-	1 035	910	457	1 566	-	13 742
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	3 039	2 035	-	(296)	(96)	314	641	-	5 637
Bilan :									
Goodwill	-	223	1 257	7 586	18	15	937	-	10 036
Immobilisations incorporelles et corporelles	50 344	59 008	2 336	14 074	6 396	2 155	12 550	-	146 863
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ⁽¹⁾	1 990	-	92	114	67	3 812	1 174	-	7 249
Autres actifs sectoriels ⁽²⁾	28 909	3 904	1 694	4 306	2 405	628	7 433	-	49 279
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	-	67 325
TOTAL ACTIF	81 243	63 135	5 379	26 080	8 886	6 610	22 094	-	280 752
Autres informations :									
Dotations aux amortissements	(3 128)	(2 797)	-	(1 097)	(603)	(246)	(666)	-	(8 537)
Pertes de valeur	(73)	-	-	(246)	(150)	(19)	(30)	-	(518)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	-	39	209	5 109	370	407	1 208	-	7 342
Investissements corporels et incorporels	5 831	4 003	-	2 408	457	325	1 723	-	14 747

(1) Au 31 décembre 2017, les participations dans les entreprises associées et les coentreprises comprennent 50,1 % d'intérêts dans le palier CTE (coentreprise détenant les titres RTE) désormais rattaché au secteur France – Activités de production et commercialisation.

(2) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France - Activités régulées pour 1 147 millions d'euros.

6.1.2 Au 31 décembre 2016

(en millions d'euros)	France - Activités de production et commercialisation	France - Activités régulées	Royaume- Uni	Italie	Autre international	Autres métiers	Éliminations inter- secteurs	Total
Compte de résultat :								
Chiffre d'affaires externe	34 137	5 387	9 266	11 105	5 138	6 170	-	71 203
Chiffre d'affaires inter-secteur	1 054	10 341	1	20	148	1 564	(13 128)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	35 191	15 728	9 267	11 125	5 286	7 734	(13 128)	71 203
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	6 156	5 102	1 713	641	711	2 091	-	16 414
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	3 265	2 395	486	(255)	213	1 410	-	7 514
Bilan :								
Goodwill	-	223	7 818	2	13	867	-	8 923
Immobilisations incorporelles et corporelles	47 136	57 305	13 353	6 887	2 242	11 780	-	138 703
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ⁽¹⁾	355	2 558	59	104	4 587	982	-	8 645
Autres actifs sectoriels ⁽²⁾	30 098	4 281	4 386	2 696	738	8 118	-	50 317
Actifs détenus en vue de la vente	-	2 623	-	-	2 115	482	-	5 220
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	69 833
TOTAL ACTIF	77 589	66 990	25 616	9 689	9 695	22 229	-	281 641
Autres informations :								
Dotations aux amortissements	(2 681)	(2 674)	(1 069)	(558)	(378)	(606)	-	(7 966)
Pertes de valeur	(65)	-	(81)	(159)	(194)	(140)	-	(639)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	-	38	4 782	400	641	1 063	-	6 924
Investissements corporels et incorporels	5 752	3 779	1 911	436	497	2 022	-	14 397

(1) Au 31 décembre 2016, les participations dans les entreprises associées et les coentreprises comprenaient les données de RTE dans le secteur France - Activités régulées.

(2) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs. Par convention, la créance CSPE est affectée intégralement au secteur France - Activités régulées pour 1 647 millions d'euros.

6.2 CHIFFRE D'AFFAIRES EN PROVENANCE DE CLIENTS TIERS VENTILÉ PAR GROUPES DE PRODUITS OU SERVICES

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

- « **Production - Commercialisation** » : production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents. La « Production - Commercialisation » inclut également les activités de *trading* de matières premières ;
- « **Distribution** » : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité basse et moyenne tension ;
- « **Autres** » : services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque,...).

<i>(en millions d'euros)</i>	Production - Commercialisation	Distribution	Autres	Total
2017 :				
Chiffre d'affaires externe :				
- dont France ⁽¹⁾	24 832	15 352	80	40 264
- dont International et autres métiers	24 201	-	5 167	29 368
CHIFFRE D'AFFAIRES	49 033	15 352	5 247	69 632

2016 :				
Chiffre d'affaires externe :				
- dont France ⁽¹⁾	24 247	15 202	75	39 524
- dont International et autres métiers	26 652	145	4 882	31 679
CHIFFRE D'AFFAIRES	50 899	15 347	4 957	71 203

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France - Activités de production et commercialisation » et « France - Activités régulées » (voir note 6.1).

COMPTE DE RÉSULTAT

Note 7 Chiffre d'affaires

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	66 835	68 128
Autres ventes de biens et de services	2 193	2 051
Trading	604	1 024
CHIFFRE D'AFFAIRES	69 632	71 203

Retraitée des effets de change et périmètre, l'évolution du chiffre d'affaires observée sur l'exercice 2017 (-1,0 %) s'explique principalement par la diminution du chiffre d'affaires en Italie, partiellement compensée par la hausse du chiffre d'affaires en France.

En Italie, le chiffre d'affaires est en décroissance en raison de la baisse des volumes électricité et gaz, notamment sur les marchés de gros, sans impact significatif sur la marge.

En France, les activités de production et commercialisation présentent une hausse du chiffre d'affaires sur l'exercice 2017, qui est liée aux fortes souscriptions ARENH en 2017 (82,1 TWh) alors que les souscriptions étaient nulles en 2016. Cette augmentation est partiellement compensée par les effets de la régularisation des tarifs réglementés de vente relative à la période du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015, enregistrées en 2016, de 1 030 millions d'euros sans équivalent en 2017.

Note 8 Achats de combustible et d'énergie

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Achats consommés de combustible - production d'énergie	(12 473)	(12 639)
Achats d'énergie	(16 723)	(14 805)
Charges de transport et d'acheminement	(8 968)	(9 017)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	80	(110)
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	443	521
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(37 641)	(36 050)

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

Les achats d'énergie comprennent les achats d'énergie produite par des tiers, y compris celle issue de la cogénération en vue de la revente.

La hausse des achats d'énergie s'explique principalement par le *sourcing* des souscriptions ARENH en France dans un contexte de baisse de la production nucléaire. Cette hausse est partiellement compensée par une diminution des achats en Italie en lien avec l'évolution du chiffre d'affaires.

Note 9 Autres consommations externes

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Services extérieurs	(11 678)	(11 177)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(2 706)	(2 486)
Production stockée et immobilisée	5 485	4 728
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	160	33
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	(8 739)	(8 902)

Retraitées des effets de change et périmètre, les autres consommations externes sont en diminution de l'ordre de -3,1 % par rapport à 2016, principalement sur le secteur opérationnel France - Activités de production et commercialisation.

Note 10 Charges de personnel

10.1 CHARGES DE PERSONNEL

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Rémunérations	(7 790)	(7 860)
Charges de sécurité sociale	(1 844)	(1 885)
Intéressement et participation	(223)	(218)
Autres contributions liées au personnel	(383)	(366)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(212)	(242)
Avantages à court terme	(10 452)	(10 571)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(938)	(939)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(994)	(839)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 932)	(1 778)
Autres avantages à long terme	(83)	(190)
Indemnités de fin de contrat	11	(4)
Autres charges de personnel	(72)	(194)
CHARGES DE PERSONNEL	(12 456)	(12 543)

10.2 EFFECTIFS MOYENS

	2017	2016
Statut IEG	100 185	103 275
Autres	50 888	51 533
EFFECTIFS MOYENS	151 073	154 808

Les effectifs moyens du Groupe présentés dans le tableau ci-dessus n'intègrent pas l'effet de l'acquisition de Framatome, compte tenu de sa date d'acquisition (31 décembre 2017).

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

Une présentation plus détaillée des catégories d'effectifs est présentée dans les « Informations environnementales et sociétales – Ressources humaines », partie 3.7.3.3 « Indicateurs sociaux » du Document de Référence.

Note 11 Impôts et taxes

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Impôts et taxes sur rémunérations	(267)	(265)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 518)	(1 566)
Autres impôts et taxes	(1 756)	(1 825)
IMPOTS ET TAXES	(3 541)	(3 656)

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

Note 12 Autres produits et charges opérationnels

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

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	2017	2016
Subventions d'exploitation	12.1	6 823	6 765
Résultat de déconsolidation	12.2	214	290
Résultat de cession d'immobilisations	12.2	57	108
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants		42	(17)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		137	41
Autres produits et charges	12.3	(786)	(825)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS		6 487	6 362

12.1 SUBVENTIONS D'EXPLOITATION

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 6 547 millions d'euros en 2017 (6 510 millions d'euros en 2016).

12.2 RESULTATS DE DÉCONSOLIDATION ET DE CESSIONS D'IMMOBILISATIONS

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent principalement en 2017 :

- des plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Énergies Nouvelles réalisées dans le cadre de ses activités de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour 180 millions d'euros (357 millions d'euros en 2016) ;
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France et en Italie pour 307 millions d'euros (230 millions d'euros en France en 2016).

12.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES

Les autres produits et charges sont stables par rapport à 2016. Ils comprennent notamment les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, ainsi que les coûts relatifs aux Certificats d'Economie d'Energie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice.

Note 13 Pertes de valeur / reprises

13.1 PERTES DE VALEUR PAR CATÉGORIES D'IMMOBILISATIONS

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

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	2017	2016
Pertes de valeur sur goodwill	18	-	-
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	19	(16)	(159)
Pertes de valeur sur actifs corporels et actifs destinés à être cédés	21-22-46	(502)	(480)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		(518)	(639)

Pour mémoire, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2016 s'élevaient à (639) millions d'euros et concernaient :

- des actifs thermiques pour (269) millions d'euros (principalement en Pologne, ainsi qu'au Royaume-Uni et en France) ;
- certains champs d'exploration-production d'Edison et des actifs hydrauliques pour (160) millions d'euros ;
- différentes UGT d'EDF Énergies Nouvelles (notamment une usine biogaz aux États-Unis) pour (127) millions d'euros ;
- d'autres pertes de valeur sur des actifs spécifiques pour (83) millions d'euros.

Des pertes de valeur pour un montant de (481) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées (voir note 23).

Les pertes de valeur enregistrées en 2017 s'élèvent à (518) millions d'euros, et se détaillent comme suit.

13.2 TESTS DE PERTE DE VALEUR SUR LES GOODWILL, ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS

Les tableaux ci-après présentent le résultat des tests de dépréciation effectués sur les principaux goodwill, immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée et autres actifs du Groupe en 2017, ainsi que certaines hypothèses-clés retenues.

Comme indiqué en note 3.2, le Groupe a finalisé l'acquisition de 75,5 % du capital de Framatome en date du 31 décembre 2017. Les actifs acquis, notamment goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles ont été comptabilisés à leur juste valeur au 31 décembre 2017.

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

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Valeur nette comptable (en millions d'euros)	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2017 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	Goodwill EDF Energy	7 586	6,3 %	-	-
Italie	Marque Edison	945	6,4 % - 9,1 %	2,0 %	-
Autres métiers	Goodwill Dalkia	536	4,6 %	1,5 %	-
	Marque Dalkia	130	5,1 %	1,5 %	
Autres pertes de valeur	Actifs spécifiques - France	-	-	-	(16)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DUREE DE VIE INDETERMINÉE					(16)

Pertes de valeur sur autres actifs incorporels et corporels

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2017 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	Centrales charbon	Baisse des <i>clean dark spread</i> et décision de fermeture anticipée		(246)
	Stockages gaz	Niveaux de volatilité des prix durablement bas	6,0 % - 6,3 %	
	Actif immobilier			
Italie	Actifs E&P d'Edison	Baisse de la parité euro-dollar	4,8 % - 10,3 %	(150)
Autres métiers	UGT d'EDF Énergies Nouvelles		3,8 % - 13,0 %	(29)
France – Actifs spécifiques	Actifs immobiliers Projets hydrauliques			(57)
Autres pertes de valeur				(20)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				(502)

Hypothèses générales

La note 1.3.15 explique la méthodologie retenue par le Groupe pour réaliser les tests de dépréciation.

Les CMPC sur les pays de référence sont globalement en baisse par rapport au 31 décembre 2016 (baisse plus ou moins marquée selon les pays, de l'ordre de 10 à 70 points de base). Sur les pays cœur de la zone euro (en particulier France et Belgique), la légère diminution du CMPC s'inscrit notamment dans la tendance baissière des taux sans risque ces dernières années. Pour les autres pays de la zone euro (notamment l'Italie), la baisse plus marquée du CMPC reflète l'évolution positive du risque pays. Les résultats des tests font l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation dont les principaux résultats sont détaillés ci-dessous.

L'environnement de marché en 2017 reste dégradé et volatil, dans le prolongement des conditions observées depuis 2015. La faiblesse des prix de marché de l'électricité et des matières premières, ainsi que du CO₂, pèse sur la rentabilité des actifs de production traditionnels (essentiellement thermiques) et l'introduction récente des mécanismes de capacité, sous différentes modalités selon les pays, ne permet pas à ce stade de rétablir une rémunération suffisante pour ces moyens de production.

Toutefois, sur l'horizon de marché, les prix *forward* sont en légère amélioration par rapport aux niveaux de prix retenus dans le cadre du PMT précédent.

Sur l'horizon moyen et long terme, la vision des fondamentaux est relativement stable par rapport à l'an dernier. La trajectoire des prix des combustibles et de l'électricité retenue dans le cadre des tests de dépréciation ressort légèrement en-deçà de celle retenue l'an dernier, excepté au Royaume-Uni où les trajectoires de prix exprimées en livres sterling sont légèrement supérieures à celles retenues l'an dernier.

S'agissant d'hypothèses structurantes pour la détermination de la valeur recouvrable et en conséquence, des résultats des tests de dépréciation, des analyses de sensibilité sont réalisées sur les courbes de prix long terme.

À fin 2017, le contexte macro-économique présenté ci-avant n'introduit pas de nouveau risque majeur pour le Groupe par rapport à ceux déjà appréhendés dans les états financiers des derniers exercices ; les dépréciations constatées traduisent des risques propres à certaines UGT ou actifs spécifiques.

Royaume-Uni - EDF Energy

Actifs thermiques et de stockage gaz

Pour rappel, (1 096) millions d'euros de dépréciations avaient été comptabilisées en 2015 au titre des actifs thermiques d'EDF Energy (principalement centrales à charbon et stockages gaz, dans une moindre mesure CCGT) traduisant la faiblesse des niveaux de *spread*, de volatilité et des revenus complémentaires générés par le mécanisme de capacité. Des risques additionnels avaient également été identifiés en 2016 pour un montant de (44) millions d'euros.

Au 31 décembre 2017, la persistance d'un environnement de marché dégradé pour les centrales charbon (baisse des *clean dark spread* et résultats des enchères de capacité en-deçà des attentes) et pour les stockages gaz (niveaux de volatilité durablement bas) a conduit le Groupe à revoir la stratégie associée à ces actifs conduisant à des décisions de fermeture anticipée, de cession ou de mise sous cocon. Ainsi, les durées d'exploitation des centrales charbon de Cottam et West Burton A ont été réappréciées et fixées à 2019 et 2021, respectivement, en cohérence avec les résultats des dernières enchères de capacité. Les changements d'hypothèses relatifs à l'utilisation par le Groupe de ces actifs conduisent à déprécier intégralement leur valeur comptable résiduelle à fin 2017, soit (188) millions d'euros.

La mise à jour du test de dépréciation de la centrale CCGT de West Burton B conduit à mettre en évidence un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable. Étant considéré à ce stade que le résultat du test ne traduit pas nécessairement une amélioration pérenne des perspectives de rentabilité de l'actif, il n'a pas été effectué de reprise partielle de la dépréciation qui avait été enregistrée en 2015 sur cet actif pour un montant de (216) millions d'euros.

Une variation de 5 % des *clean spark spread* aurait un impact d'environ 5 % sur la valeur recouvrable du CCGT West Burton B, sans remise en cause d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

Actifs nucléaires (centrales en exploitation et projet Hinkley Point C)

La valeur recouvrable des actifs nucléaires existants (7 centrales) est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie des actifs avec l'hypothèse d'un allongement de 20 ans de la centrale de Sizewell B de type REP (pour mémoire, la prolongation des durées d'exploitation des autres centrales de type RAG a déjà été actée par l'autorité de sûreté britannique, les extensions les plus récentes ayant été annoncées en février 2016). La valeur recouvrable du parc nucléaire d'EDF Energy est en amélioration par rapport à 2016, en lien avec les trajectoires de prix long terme légèrement plus favorables, et significativement supérieure à la valeur comptable des actifs. Les sensibilités menées sur la courbe de prix de référence ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable, issu du test de dépréciation.

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 7,6 milliards d'euros au 31 décembre 2017 (soit 6,7 milliards de livres sterling). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009.

La valeur recouvrable d'EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue des actifs, en tenant compte du projet de construction de deux EPR d'une durée de vie de soixante ans sur le site d'Hinkley Point, projet ayant donné lieu à signature des contrats définitifs le 29 septembre 2016. Les flux futurs de trésorerie relatifs à ces centrales sont déterminés par référence au « *Contract for Difference* » (CfD) conclu entre le Groupe et le gouvernement britannique. Le CfD introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy sur un horizon de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux EPR : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CfD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire.

Le test tient compte de la revue des coûts du projet (*cf.* communiqué de presse du 3 juillet 2017) et intègre donc désormais un coût à terminaison du projet (hors intérêts intercalaires et hors effet de change par rapport à un taux de change de référence du projet de 1 livre = 1,23 euros) de 19,6 milliards de livres sterling 2015, soit une augmentation de 1,5 milliard de livres par rapport aux évaluations précédentes, avec le maintien d'une livraison de la tranche 1 fin 2025. Cette estimation intègre la réussite de plans d'actions opérationnels, en partenariat avec les fournisseurs. Les surcoûts (nets des plans d'actions) estimés résultent essentiellement d'une meilleure appréhension du design, adapté aux demandes des régulateurs, du volume et du séquençement des travaux sur site et de la mise en place progressive des contrats fournisseurs. Le taux de rentabilité prévisionnel (TRI) pour EDF

est désormais estimé à environ 8,5 % contre environ 9 % initialement. Sur ces bases révisées, l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable d'EDF Energy reste significatif au 31 décembre 2017.

La revue de projet identifiait par ailleurs un risque de report de la livraison (COD) estimé à 15 mois pour la tranche 1 et à 9 mois pour la tranche 2, induisant un coût supplémentaire potentiel de l'ordre de 0,7 milliard de livres sterling 2015, et dans cette hypothèse un TRI pour EDF d'environ 8,2 %. Ce risque de report et de surcoût associé réduirait la marge du test d'EDF Energy d'environ 20 %.

Des sensibilités plus dégradées ont également été conduites à titre illustratif, avec par exemple, un décalage de la mise en service de 4 ans et un surcoût associé de 4 milliards de livres sterling par rapport au nouveau business plan de référence, ne remettant pas en cause la valeur comptable d'EDF Energy.

D'autre part, d'autres actifs dont un actif immobilier ont été dépréciés pour 58 millions d'euros.

Par ailleurs, si le Brexit n'a pas d'impact immédiat sur les tests de dépréciation des actifs d'EDF Energy puisque la majorité des flux (recettes, coûts, investissements) ainsi que les actifs sont libellés en livres sterling, les conséquences à plus long terme restent encore difficiles à anticiper eu égard aux incertitudes relatives au calendrier et aux modalités de sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne. Le Groupe suivra l'évolution des taux de rendement exigés par les investisseurs ainsi que l'évolution des prix des combustibles, des prix du CO₂ et des données macro-économiques comme la croissance du PIB, qui pourraient avoir des incidences potentielles sur les courbes de prix.

Italie - Edison

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéterminée, la marque « Edison », reconnue lors de la prise de contrôle en 2012 pour un montant de 945 millions d'euros, a fait l'objet d'un test de dépréciation qui ne conduit pas à identifier un risque de perte de valeur. Le test a été réalisé en utilisant la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires.

Pour rappel, des pertes de valeur d'un montant de (1 419) millions d'euros avaient été constatées en 2015 au titre des actifs de production d'électricité (thermiques et renouvelables) et d'exploration-production d'Edison. Des risques additionnels avaient également été identifiés en 2016 pour un montant de (160) millions d'euros, sur des actifs d'exploration-production et sur des actifs hydrauliques.

Au 31 décembre 2017, la valeur recouvrable de la majorité des actifs est stable ou en légère amélioration du fait d'un environnement de marché court terme légèrement plus favorable, associé à une maîtrise des trajectoires de coûts et d'investissements. Des risques additionnels d'un montant de (150) millions d'euros ont toutefois été mis en évidence en 2017 sur certains champs d'exploration-production sous l'effet notamment d'une dégradation de paramètres macro-économiques (taux de change euro dollars, prime de risque pays). À titre d'information, une variation de 1 % du taux de change euro / dollar a un impact d'environ 10 millions d'euros sur la valeur recouvrable exprimée en euros des actifs d'exploration-production dont les flux de trésorerie sont générés en dollars.

Par ailleurs, dans le cadre de la réalisation des tests de dépréciation, les tests de sensibilité donnent les indications suivantes :

- Pour les actifs de production d'électricité, une baisse de 10 % des prix de l'électricité ou une hausse de 50 points de base du CMPC entraînerait un risque maximal d'environ (30) millions d'euros, soit moins de 2 % de la valeur comptable de ces actifs ;
- S'agissant des actifs d'exploration production, une baisse des prix des commodités de 5 % introduirait un risque additionnel de l'ordre de (30) millions d'euros.

Autres métiers

EDF Énergies Nouvelles

En 2017, (29) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre de différentes UGT d'EDF Énergies Nouvelles (concernant principalement une société spécialisée dans les batteries aux États-Unis).

Dalkia

Au 31 décembre 2017, le goodwill de Dalkia ressort à 536 millions d'euros ; il résulte principalement de l'acquisition du groupe Dalkia en France aux termes de l'accord conclu avec Veolia Environnement le 25 mars 2014.

La valeur recouvrable du groupe Dalkia est déterminée sur la base des flux futurs de trésorerie projetés sur un horizon moyen terme et d'une valeur terminale représentative de la projection des flux à l'infini. D'après les hypothèses actualisées en 2017, la valeur recouvrable reste supérieure à la valeur comptable. Les paramètres-clés du test sont notamment la méthodologie de calcul de la valeur terminale et le taux d'actualisation pour lesquels des analyses de sensibilité ont été menées sans remettre en cause l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

La marque « Dalkia » reconnue à l'occasion de la prise en contrôle en 2014 pour un montant de 130 millions d'euros est évaluée selon la méthode des taux de redevance du chiffre d'affaires. L'actualisation du test au 31 décembre 2017 permet de justifier sa valeur dans les comptes.

France – Production et commercialisation

La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc français, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit le Groupe à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT. Cette UGT n'inclut aucun goodwill.

Même en l'absence d'indicateur de perte de valeur, un test est néanmoins réalisé du fait de la valeur très significative de cette UGT dans les états financiers du Groupe, et de son exposition importante aux prix de marché, depuis la disparition des tarifs réglementés dit « jaune » et « vert » au 1^{er} janvier 2016.

La valeur recouvrable du parc de production est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle du Groupe, décrite en note 1.3.15, sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 5,2 %. S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans sa valorisation de base, d'une prolongation à 50 ans de la durée de vie des centrales en cohérence avec sa stratégie industrielle. La capacité nucléaire reste par ailleurs plafonnée à 63,2 gigawatts conformément à la Loi de Transition Énergétique.

Une hypothèse de rémunération de capacité stable de 10 euros₂₀₁₆ du kilowatt est prise en compte, en ligne avec le prix établi à l'occasion des dernières enchères du mécanisme de capacité français organisées sur EPEX Spot.

Le test de dépréciation ainsi réalisé conduit à constater un excédent significatif entre la valeur recouvrable et la valeur comptable du parc de production en France, conforté par la légère hausse des prix de l'électricité sur l'horizon de marché et par la mise en œuvre des plans d'économies.

Les hypothèses structurantes du test sont notamment la durée de vie des actifs nucléaires, le scénario de prix à moyen et long terme, le taux d'actualisation, l'évolution des coûts et des investissements ainsi que l'hypothèse de rémunération de la capacité. Chacune de ces hypothèses-clés a fait l'objet d'une analyse de sensibilité qui ne remet pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

France - Pertes de valeur sur actifs spécifiques

Le Groupe a par ailleurs comptabilisé (73) millions d'euros de dépréciations au titre d'actifs spécifiques, notamment au titre de certains actifs immobiliers et à des projets hydrauliques.

Enfin des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 31 décembre 2017 à hauteur de (618) millions d'euros ; celles-ci sont présentées dans la note 23.

Note 14 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à 1 363 millions d'euros sur l'exercice 2017 et comprennent principalement une plus-value de 1 462 millions d'euros dans le cadre de la cession de 49,9 % de la participation du Groupe dans CTE (voir note 3.4.1).

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2016 intégraient principalement un produit de 112 millions d'euros suite au dénouement favorable d'un litige avec l'État hongrois. Ce versement était consécutif à l'arbitrage rendu par la Cour Permanente d'Arbitrage de La Haye suite à des demandes d'indemnisation pour la perte des contrats d'achat d'énergie électrique à long terme (PPA) et de remboursement des coûts échoués.

Note 15 Résultat financier

15.1 COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(1 869)	(1 907)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	37	(11)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	31	122
Résultat net de change sur endettement	23	(31)
COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(1 778)	(1 827)

15.2 EFFET DE L'ACTUALISATION

La charge de désactualisation 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.

Cette charge d'actualisation est en baisse en lien avec la baisse de taux d'actualisation réel (voir note 29.1.5.1)

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(884)	(1 048)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽¹⁾	(1 968)	(2 278)
Autres provisions et avances	(107)	(91)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(2 959)	(3 417)

(1) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 36.3).

15.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	21	20
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	1 395	775
Produits (charges) sur autres actifs financiers	295	398
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	(102)	(46)
Autres charges financières	(52)	(263)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(41)	43
Produits sur les actifs de couverture	470	547
Intérêts d'emprunts capitalisés	515	437
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	2 501	1 911

Les produits nets des charges sur les actifs financiers disponibles à la vente intègrent des résultats de cession, des produits d'intérêts et des dividendes.

En 2017, les produits et charges sur actifs financiers disponibles à la vente incluent des plus-values nettes de cessions relatives aux actifs dédiés d'EDF à hauteur de 985 millions d'euros (428 millions d'euros en 2016).

Note 16 Impôts sur les résultats

16.1 VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPOT

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Impôts courants	42	(1 886)
Impôts différés	(189)	498
TOTAL	(147)	(1 388)

En 2017, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF en France pour 362 millions d'euros et des autres filiales pour (320) millions d'euros (respectivement (1 458) millions d'euros et (428) millions d'euros en 2016).

Suite à l'inconstitutionnalité de la contribution de 3 % sur les revenus distribués, le Groupe a enregistré un produit d'impôt de 255 millions d'euros (voir note 3.6).

En France, la première Loi de Finances pour 2017 a créé deux contributions exceptionnelles additionnelles à l'impôt sur les sociétés ne s'appliquant qu'aux résultats de 2017. Ces contributions cumulatives visent les grandes sociétés dont le chiffre d'affaires est supérieur à 1 milliard d'euros pour la première et 3 milliards d'euros pour la seconde. Le groupe EDF est concerné par ces deux contributions, portant ainsi le taux d'impôt sur les sociétés pour l'exercice 2017 à 44,43% (y compris la contribution sociale de 3,3 %). L'augmentation de la charge d'impôt sur les sociétés, afférente à ces contributions est d'environ 69 millions d'euros.

16.2 RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE (PREUVE D'IMPOT)

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	3 401	4 181
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	34,43%	34,43 %
Charge théorique d'impôt	(1 171)	(1 440)
Différences de taux d'imposition ⁽¹⁾	51	119
Différences permanentes ⁽²⁾	476	(163)
Impôts sans base ⁽³⁾	478	286
Actifs d'impôts différés non reconnus	20	(189)
Autres	(1)	(1)
CHARGE RÉELLE D'IMPOT	(147)	(1 388)
TAUX EFFECTIF D'IMPOT	4,32%	33,20 %

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

- pour 2017 :
 - ⁽¹⁾ les impacts positifs des baisses des taux d'imposition en Belgique de 33,99 % à 25 % en 2020 et aux États-Unis de 40 % à 27 %, s'élevant respectivement à 38 millions et 46 millions d'euros ;
 - ⁽²⁾ l'impact favorable des cessions de participations (principalement l'opération CTE/RTE - voir note 3.4.1) et d'actifs soumis à un taux réduit d'imposition pour 389 millions d'euros ;
 - ⁽³⁾ l'impact favorable de la réclamation sur la contribution de 3 % sur les revenus distribués pour 255 millions d'euros (produit non imposable) ainsi que l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 195 millions d'euros.
- pour 2016 :
 - ⁽¹⁾ les impacts positifs des baisses des taux d'imposition à compter de 2020 en France de 34,43 % à 28,92 % et au Royaume-Uni de 18 % à 17 %, s'élevant respectivement à 69 millions d'euros et 68 millions d'euros ;
 - ⁽³⁾ l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 200 millions d'euros.

16.3 VARIATION DES ACTIFS ET PASSIFS D'IMPOTS DIFFÉRÉS

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Impôts différés actifs	1 641	2 713
Impôts différés passifs	(2 272)	(4 122)
IMPOTS DIFFÉRÉS NETS AU 1^{er} JANVIER	(631)	(1 409)
Variation en résultat net	(189)	498
Variation en capitaux propres	(437)	33
Écarts de conversion	61	185
Mouvements de périmètre	22	60
Autres mouvements	32	2
IMPOTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	(1 142)	(631)
Dont impôts différés actifs	1 220	1 641
Dont impôts différés passifs	(2 362)	(2 272)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2017 est liée à hauteur de (349) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((191) millions d'euros sur l'exercice 2016) et pour (294) millions d'euros aux juste valeurs des instruments financiers et actifs financiers disponibles à la vente (224 millions d'euros sur l'exercice 2016).

16.4 VENTILATION DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PAR NATURE

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Impôts différés :		
Immobilisations	(5 419)	(5 344)
Provisions pour avantages du personnel	5 203	6 051
Autres provisions et pertes de valeur	378	377
Instruments financiers	163	232
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	1 289	1 279
Autres	132	48
Impôts différés actifs et passifs	1 746	2 643
Impôts différés actifs non reconnus	(2 888)	(3 274)
IMPOTS DIFFÉRÉS NETS	(1 142)	(631)

Au 31 décembre 2017, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 2 888 millions d'euros (3 274 millions d'euros au 31 décembre 2016) et se situent principalement en France et aux États-Unis.

En France, cette économie d'impôt potentielle à hauteur de 2 043 millions d'euros (2 385 millions d'euros au 31 décembre 2016) est essentiellement liée au stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel. Il n'y a donc pas de date d'expiration de ces impôts différés actifs.

Aux États-Unis, cette économie d'impôt potentielle s'élève à 499 millions d'euros (734 millions d'euros en 2016) et correspond principalement à des pertes, dont l'expiration se situe entre 2029 et 2036.

Les impôts différés actifs sur déficits reportables activés sont de 497 millions d'euros (438 millions d'euros en 2016) et se situent principalement aux États-Unis pour 199 millions d'euros (135 millions d'euros en 2016) et en France pour 51 millions d'euros (111 millions d'euros en 2016), ainsi qu'au Canada et en Italie. Ils ont été activés compte tenu de l'existence d'impôts différés passifs sur les mêmes entités fiscales qui se retournent sur les mêmes horizons temporels ou, compte tenu des perspectives de résultats fiscaux bénéficiaires.

Note 17 Résultat net et résultat net dilué par action

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

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	3 173	2 851
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(565)	(582)
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	2 608	2 269
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	2 660 243 412	1 980 632 028
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation - dilué sur l'exercice	2 660 243 412	1 980 632 028
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	0,98	1,15
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	0,98	1,15

En 2017, l'augmentation du capital social de EDF, le paiement en actions du solde sur dividende au titre de l'exercice 2016 et de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2017 se sont traduits par une augmentation de capital et de la prime d'émission d'un montant total de 5 427 millions d'euros correspondant à l'émission de 818 302 121 actions.

ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES

Note 18 Goodwill

18.1 VARIATION DES GOODWILL

Les différentes composantes constituant les goodwill des sociétés intégrées sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Valeur nette comptable à l'ouverture	8 923	10 236
Acquisitions (note 3.2)	1 396	36
Cessions	-	-
Pertes de valeur (note 13)	-	-
Écarts de conversion	(282)	(1 298)
Autres mouvements	(1)	(51)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLOTURE	10 036	8 923
Valeur brute à la clôture	10 802	9 709
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(766)	(786)

En 2017, les variations observées sont liées principalement à :

- l'acquisition de Framatome pour 1 257 millions d'euros (voir note 3.2) ;
- des écarts de conversion pour (282) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2016, les variations observées étaient liées principalement à des écarts de conversion pour (1 298) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

18.2 RÉPARTITION DES GOODWILL PAR SECTEUR OPÉRATIONNEL

Les goodwill se répartissent comme suit, selon l'information sectorielle présentée en note 6.1:

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
France – Activités régulées	223	223
Réacteurs et services (Framatome) (note 3.2)	1 257	-
Royaume-Uni (EDF Energy)	7 586	7 818
Italie	18	2
Autre international	15	13
Dalkia	536	496
EDF Énergies Nouvelles	206	177
Autres	195	194
Autres métiers	937	867
TOTAL GROUPE	10 036	8 923

Note 19 Autres actifs incorporels

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

Au 31 décembre 2017 :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2016	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2017
Logiciels	3 624	638	(224)	(37)	23	10	4 034
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	810	-	-	-	-	-	810
Droits d'émission de gaz à effet de serre - certificats verts	428	1 123	(1 107)	(7)	1	2	440
Autres immobilisations incorporelles	5 975	410	(113)	(46)	1 322	(47)	7 501
Immobilisations incorporelles en cours ⁽¹⁾	995	128	(2)	(6)	96	-	1 211
Valeurs brutes	11 832	2 299	(1 446)	(96)	1 442	(35)	13 996
Amortissements et pertes de valeur	(4 382)	(976)	272	58	(71)	(1)	(5 100)
VALEURS NETTES	7 450	1 323	(1 174)	(38)	1 371	(36)	8 896

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

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2017 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants respectivement de 945 millions d'euros et 729 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants respectivement de 130 millions d'euros et 962 millions d'euros ;
- La marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire ainsi que les contrats clients de Framatome respectivement pour 132 millions d'euros, 702 millions d'euros et 402 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (16) millions d'euros a été enregistrée en 2017.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 546 millions d'euros en 2017.

Au 31 décembre 2016 :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2015	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2016
Logiciels	3 577	617	(381)	(135)	(60)	6	3 624
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	810	-	-	-	-	-	810
Droits d'émission de gaz à effet de serre - certificats verts	690	935	(1 094)	(49)	(1)	(53)	428
Autres immobilisations incorporelles	5 936	341	(19)	(46)	(324)	87	5 975
Immobilisations incorporelles en cours ⁽¹⁾	1 976	87	-	(23)	(1)	(1 044)	995
Valeurs brutes	12 989	1 980	(1 494)	(253)	(386)	(1 004)	11 832
Amortissements et pertes de valeur	(4 100)	(992)	394	84	166	66	(4 382)
VALEURS NETTES	8 889	988	(1 100)	(169)	(220)	(938)	7 450

(1) Les autres mouvements comprennent le reclassement de certains coûts relatifs à l'EPR Flamanville 3 en immobilisations corporelles en cours.

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles comprenait au 31 décembre 2016 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants de respectivement 945 millions d'euros et 729 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants de respectivement 130 millions d'euros et 912 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (159) millions d'euros a été enregistrée en 2016.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élevait à 572 millions d'euros en 2016.

Note 20 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

20.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Immobilisations	53 034	51 489
Immobilisations en cours	1 705	1 575
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	54 739	53 064

20.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)

<i>(en millions d'euros)</i>	Terrains et constructions	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2016	2 601	86 959	3 909	93 469
Augmentations ⁽¹⁾	164	3 762	389	4 315
Diminutions	(19)	(766)	(167)	(952)
Valeurs brutes au 31/12/2017	2 746	89 955	4 131	96 832
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2016	(1 337)	(38 141)	(2 502)	(41 980)
Dotations nettes aux amortissements	(58)	(216)	(187)	(461)
Diminutions	7	678	162	847
Autres mouvements ⁽²⁾	(9)	(2 099)	(96)	(2 204)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2017	(1 397)	(39 778)	(2 623)	(43 798)
Valeurs nettes au 31/12/2016	1 264	48 818	1 407	51 489
VALEURS NETTES AU 31/12/2017	1 349	50 177	1 508	53 034

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

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

Note 21 Immobilisations en concessions des autres activités

21.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS

La valeur nette des immobilisations en concessions des autres métiers se répartit comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Immobilisations	6 369	6 010
Immobilisations en cours	1 238	1 606
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	7 607	7 616

21.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS)

<i>(en millions d'euros)</i>	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2016	1 452	11 795	41	546	13 834
Augmentations	29	891	18	47	985
Diminutions	(5)	(41)	(20)	(5)	(71)
Écarts de conversion	-	(59)	(1)	(1)	(61)
Mouvements de périmètre	13	23	-	3	39
Autres mouvements	-	(43)	1	(8)	(50)
Valeurs brutes au 31/12/2017	1 489	12 566	39	582	14 676
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2016	(873)	(6 570)	(18)	(363)	(7 824)
Dotations nettes aux amortissements	(29)	(361)	(4)	(35)	(429)
Pertes de valeur nettes de reprises	-	(150)	-	-	(150)
Diminutions	4	27	-	6	37
Écarts de conversion	-	38	-	-	38
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	3	17	-	1	21
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2017	(895)	(6 999)	(22)	(391)	(8 307)
Valeurs nettes au 31/12/2016	579	5 225	23	183	6 010
VALEURS NETTES AU 31/12/2017	594	5 567	17	191	6 369

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

Au 31 décembre 2017, les pertes de valeur sur des immobilisations en cours et sur les autres immobilisations en concessions des autres activités s'élèvent respectivement à (54) millions d'euros et à (150) millions d'euros.

Note 22 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

22.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE

La valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre se répartit comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Immobilisations	48 972	46 350
Immobilisations en cours	26 515	24 059
Immobilisations financées par location-financement	135	164
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	75 622	70 573

Au 31 décembre 2017, les immobilisations corporelles en cours de production du domaine propre incluent notamment les investissements relatifs aux réacteurs EPR de Flamanville 3 pour 11 523 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 2 287 millions d'euros) et de Hinkley Point C pour 5 149 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 59 millions d'euros).

Les immobilisations concernant le terminal méthanier de Dunkerque, dont la mise en service commerciale est intervenue début 2017, ont été reclassées d'immobilisations en cours à immobilisations de production pour 1 158 millions d'euros.

Les variations observées sur les immobilisations de production intègrent également sur l'exercice un effet change de (1 081) millions d'euros principalement du fait de la dépréciation de la livre sterling et du dollar par rapport à l'euro.

Au 31 décembre 2017, les pertes de valeur sur des immobilisations du domaine propre s'élèvent à (298) millions d'euros.

22.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANÇÉES PAR LOCATION-FINANCEMENT)

	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Valeurs brutes au 31/12/2016	12 554	66 958	19 964	17	16 880	116 373
Augmentations	654	2 938	1 767	-	2 200	7 559
Diminutions	(503)	(1 020)	(493)	-	(429)	(2 445)
Écarts de conversion	(43)	(378)	(179)	-	(737)	(1 337)
Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	314	-	(271)	-	821	864
Autres mouvements ⁽²⁾	43	392	49	-	30	514
Valeurs brutes au 31/12/2017	13 019	68 890	20 837	17	18 765	121 528
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2016	(6 874)	(44 269)	(11 866)	(9)	(7 005)	(70 023)
Dotations nettes aux amortissements	(345)	(2 545)	(776)	(2)	(1 155)	(4 823)
Pertes de valeur nettes de reprises	(77)	13	(217)	-	(17)	(298)
Diminutions	229	893	398	-	398	1 918
Écarts de conversion	4	164	126	-	205	499
Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	(9)	-	81	-	2	74
Autres mouvements	(2)	65	24	(1)	11	97
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2017	(7 074)	(45 679)	(12 230)	(12)	(7 561)	(72 556)
Valeurs nettes au 31/12/2016	5 680	22 689	8 098	8	9 875	46 350
VALEURS NETTES AU 31/12/2017	5 945	23 211	8 607	5	11 204	48 972

(1) Les mouvements de périmètre concernent principalement les immobilisations liées à l'entrée de Framatome.

(2) Les autres mouvements comprennent l'effet sur les actifs de contrepartie et actifs sous-jacents du changement de taux d'actualisation réel sur les provisions liées à la production nucléaire d'EDF pour 322 millions d'euros (voir note 29.1)

22.3 CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	31/12/2017			31/12/2016
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Paiements minimaux futurs à recevoir en tant que bailleur	33	10	20	3	46
Paiements minimaux futurs à verser en tant que preneur	367	51	150	166	482

Le Groupe est engagé en tant que bailleur au titre d'accords qu'il a qualifiés de location-financement en vertu de l'interprétation IFRIC 4 et de la norme IAS 17.

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location-financement non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

Note 23 Participations dans les entreprises associées et les co-entreprises

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale (1)	31/12/2017			31/12/2016	
		Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
Principales participations dans les entreprises associées						
CTE (2)	A	50,10	1 241	249	n/a	n/a
RTE	T	n/a	n/a	n/a	2 558	403
CENG	P	49,99	1 494	(316)	2 120	(485)
Taishan (TNPJVC) (3)	P	30,00	n.c.	n.c.	1 191	(12)
Alpiq (4)	P, D, A, T	25,04	602	25	606	-
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises						
			n.c.	n.c.	2 170	312
TOTAL			7 249	35	8 645	218

n/a = non applicable

n.c. = non communiqué

(1) P= production, D= distribution, T= transport, A= autres

(2) Au 31 décembre 2017, 50,1 % d'intérêts dans CTE (coentreprise détenant les titres de RTE) (voir note 3.4.1). Par convention, la quote-part de résultat net présenté comprend 100 % du résultat de RTE sur le premier trimestre 2017 et 50,1 % du palier CTE sur le reste de l'année 2017.

(3) La publication des comptes consolidés de CGN étant postérieure à celle du Groupe, le Groupe ne peut présenter d'éléments financiers de Taishan pour le 31 décembre 2017.

(4) La publication des comptes consolidés d'Alpiq étant postérieure à celle du Groupe, les données présentées ci-dessus comprennent une estimation de leur contribution à fin décembre 2017 (intégrant les résultats définitifs publiés par le groupe Alpiq en août 2017).

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement Nam Theun Power Company (NTPC) et certaines sociétés détenues par EDF Énergies Nouvelles, EDF SA et Edison.

Sur l'exercice 2017, (618) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées principalement au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur les actifs de CENG (voir note 23.2.3).

Sur l'exercice 2016, (481) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées principalement au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur les actifs de CENG (voir note 23.2.3).

23.1 COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE)

23.1.1 Éléments financiers de CTE

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017 ⁽¹⁾
Actifs non courants	17 163
Actifs courants	2 793
Total actif	19 956
Capitaux propres	2 476
Passifs non courants	12 870
Passifs courants	4 610
Total des capitaux propres et du passif	19 956
Chiffre d'affaires	3 143
Excédent brut d'exploitation	1 285
Résultat net	337
Endettement financier net	11 633
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-
Dividendes versés	159

(1) Les données du 31 décembre 2017 correspondent aux données du palier CTE (coentreprise détenant les titres RTE - voir note 3.4.1) sur l'exercice 2017. Les indicateurs financiers publiés au titre de RTE en 2016 ont été présentés dans la note annexe 23.1 aux comptes consolidés au 31 décembre 2016.

23.1.2 Opérations entre le groupe EDF et CTE

Au 31 décembre 2017, les principales transactions entre le groupe EDF et CTE sont les suivantes :

Chiffre d'affaires

Enedis fait appel au réseau Haute et Très Haute Tension de RTE pour acheminer l'énergie des lieux de production vers le réseau de distribution. Sur l'exercice 2017, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec Enedis de 3 507 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE réalise en 2017 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF et Enedis pour respectivement 153 millions d'euros et 165 millions d'euros ;
- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 257 millions d'euros.

23.2 CENG

23.2.1 Éléments financiers de CENG

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Actifs non courants	7 370	10 164
Actifs courants	965	1 020
Total actif	8 335	11 184
Capitaux propres	2 989	4 240
Passifs non courants	5 030	6 521
Passifs courants	316	423
Total des capitaux propres et du passif	8 335	11 184
Chiffre d'affaires	1 156	1 059
Excédent brut d'exploitation	396	305
Résultat net	(633)	(971)
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	107	169
Dividendes versés	-	-

23.2.2 Opérations entre le groupe EDF et CENG

Au 31 décembre 2017, les principales transactions entre le groupe EDF et CENG concernent les contrats d'achat d'électricité conclus entre CENG et le Groupe (EDF Trading North America). Ces contrats d'achat prévoient la livraison à ce dernier de 15 % de l'énergie produite par CENG non vendue à d'anciens propriétaires de ses centrales en application de contrats d'achat d'électricité préexistants et prenant fin en 2014. Depuis le 1^{er} janvier 2015, le Groupe achète 49,99 % de la production de deux centrales de CENG à prix de marché.

Ces ventes d'énergie de CENG à EDF Trading North America ont représenté un volume de 16,3 TWh sur l'exercice 2017.

23.2.3 Pertes de valeur

En 2016, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans CENG avaient été comptabilisées pour un montant de (462) millions d'euros du fait d'une dégradation des prix *forwards* et des prix de long terme de l'électricité.

Au 31 décembre 2017, le Groupe a constaté une perte de valeur complémentaire de (491) millions d'euros (dont (341) millions d'euros déjà comptabilisés au 30 juin 2017).

Cette perte de valeur a été déterminée selon la méthodologie usuelle du Groupe. Elle résulte :

- de la révision, à nouveau à la baisse, des scénarios de prix long terme publiés par les organismes externes (ABB, IHS Cera, EIA) ; les publications publiées à l'automne 2017 étant encore en-deçà de celles publiées au printemps 2017 ;
- de la baisse des prix de marché de court terme entraînés par le recul continu des prix du gaz tout au long de l'année (baisse d'environ 4 % en moyenne des prix de l'électricité sur l'horizon de marché entre le premier et le second semestre).

Le calcul de la valeur d'utilité tient compte de la mise en œuvre dans l'État de New York du programme de subvention aux centrales nucléaires « *Zero Emission Credit* » (ZEC) qui apporte un complément de revenus aux centrales de Ginna et Nine Mile Point. La pérennité de ce dispositif reste toutefois conditionnée à l'issue des recours qui ont été déposés. Outre la pérennité du mécanisme ZEC, plusieurs hypothèses structurantes pour la valorisation de cette participation font l'objet d'incertitudes (environnement de marché, cadre législatif, évolution des politiques énergétiques, absence de contrôle exercé par le Groupe pour définir la stratégie...). Le calcul de la valeur recouvrable intègre en conséquence une prime de risque spécifique au titre de l'actif CENG.

23.3 TAISHAN

23.3.1 Éléments financiers de Taishan

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2016	31/12/2015
Actifs non courants	10 936	10 369
Actifs courants	66	41
Total actif	11 002	10 410
Capitaux propres	3 594	3 597
Passifs non courants	6 563	5 836
Passifs courants	845	977
Total des capitaux propres et du passif	11 002	10 410
Chiffre d'affaires	-	-
Résultat net	(39)	29
Dividendes versés	-	-

23.3.2 Opérations entre le groupe EDF et Taishan

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de TNPJVC (Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited), société qui a pour objet de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan, dans la province chinoise du Guangdong. CGN est actionnaire à hauteur de 51 %, et Yudean à hauteur de 19 %.

Les mises en service commerciales du premier réacteur et du deuxième réacteur sont prévues respectivement en 2018 et en 2019.

23.4 ALPIQ

La publication des comptes consolidés d'Alpiq étant postérieure à celle du Groupe, les données présentées comprennent une estimation de leur résultat net à fin décembre 2017 (voir renvoi 3 du tableau de la note 23).

23.4.1 Indicateurs financiers publiés

Les principaux indicateurs publiés par le groupe Alpiq étaient les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2016	31/12/2015
Actifs non courants	5 303	5 889
Actifs courants	3 765	3 239
Actifs détenus en vue de la vente	107	503
Total actif	9 175	9 631
Capitaux propres ⁽¹⁾	3 619	3 525
Passifs non courants	3 222	4 148
Passifs courants	2 315	1 905
Passifs détenus en vue de la vente	19	53
Total des capitaux propres et du passif	9 175	9 631
Chiffre d'affaires	5 576	6 289
Excédent brut d'exploitation	714	47
Résultat net	270	(777)
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(24)	(160)
Dividendes versés	-	11

(1) Dont 949 millions d'euros d'emprunts hybrides.

Le 25 avril 2013, les principaux actionnaires suisses d'Alpiq ont souscrit un prêt hybride pour un montant de 366,5 millions de francs suisses. Suite à cette première étape, Alpiq a placé le 2 mai 2013 un emprunt hybride public pour un montant de 650 millions de francs suisses, avec un coupon de 5 % et une option de remboursement après 5 ans et demi au plus tôt.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, ces prêts et emprunts hybrides ont été comptabilisés en capitaux propres dans les comptes consolidés d'Alpiq. Le groupe EDF n'ayant pas souscrit à l'opération, il n'y a pas d'impact sur la valeur de la participation dans Alpiq présentée au niveau des « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ».

La différence entre la quote-part de capitaux propres publiés par Alpiq et celle inscrite dans les comptes consolidés du Groupe provient donc principalement de cet emprunt hybride.

La valeur de la participation du groupe EDF dans Alpiq évaluée sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2017 est de 379 millions d'euros. Le Groupe estime que cette valeur boursière n'est pas représentative de la valeur de la société du fait notamment du faible niveau de flottant.

23.4.2 Pertes de valeur

Le groupe Alpiq fait face à un environnement de marché difficile marqué par la faiblesse des prix sur les marchés de gros. De plus, Alpiq ne possède pas d'accès aux clients finaux sur le marché suisse non libéralisé. Ce contexte défavorable a pesé sur la rentabilité de ses capacités de production en Suisse disposant d'une forte proportion d'énergie en ruban et pénalisées par la révision à la baisse des prix de marché à long terme. Dans ce contexte, Alpiq annonçait, en mars 2016, la mise en œuvre d'un plan de mesures structurelles sur la production traditionnelle d'énergie afin de réduire son exposition aux prix de gros.

À l'occasion de la publication de ses comptes semestriels 2017, le 28 août 2017, Alpiq a une nouvelle fois insisté sur les deux facteurs pénalisant la rentabilité de ses actifs de production traditionnels, à savoir la stagnation des prix de marché à des niveaux bas et la réglementation asymétrique du marché de l'électricité en Suisse. Toutefois,

ces risques ayant déjà été appréhendés, aucune dépréciation complémentaire n'a été comptabilisée par Alpiq dans ses comptes sur le premier semestre 2017.

Sur le plan législatif, la Suisse a approuvé par référendum le 21 mai 2017, la loi énergétique sur l'abandon du nucléaire au profit des énergies propres. Le texte « Stratégie énergétique 2050 » prévoit le remplacement progressif de l'électricité produite par les cinq centrales nucléaires du pays par des énergies renouvelables. La Suisse a indiqué qu'elle ne construirait plus de nouvelle centrale. Les centrales existantes pourront néanmoins rester en service aussi longtemps que leur sûreté sera garantie. Cette loi énergétique avait déjà été approuvée par le Parlement en septembre 2016. Elle est le résultat d'un long processus ; la Suisse ayant annoncé dès 2011 sa décision de sortir du nucléaire et de ne plus développer de nouvelles centrales.

À date, et depuis la publication des résultats semestriels d'Alpiq en août 2017, le Groupe n'a pas connaissance d'éléments qui constitueraient un risque de perte de valeur complémentaire de sa participation dans la société Alpiq au 31 décembre 2017.

Le Groupe continuera de suivre avec attention la mise en œuvre des plans d'actions déployés par Alpiq ainsi que l'évolution du contexte de marché et du cadre réglementaire en Suisse. Si par ailleurs le groupe Alpiq était amené à enregistrer des pertes de valeur à l'occasion de la publication de ses comptes consolidés annuels 2017 le 26 mars 2018, le groupe EDF en tirerait les conséquences dans ses comptes semestriels 2018.

Note 24 Stocks

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017			31/12/2016		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 831	(15)	10 816	10 923	(19)	10 904
Autre combustible	906	(7)	899	1 281	(5)	1 276
Autres matières premières	1 526	(283)	1 243	1 413	(296)	1 117
Encours de production de biens et services	494	(48)	446	197	(46)	151
Autres stocks	768	(34)	734	711	(58)	653
TOTAL STOCKS	14 525	(387)	14 138	14 525	(424)	14 101

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 7 932 millions d'euros au 31 décembre 2017 (8 182 millions d'euros au 31 décembre 2016).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 179 millions d'euros au 31 décembre 2017 (492 millions d'euros au 31 décembre 2016).

Note 25 Clients et comptes rattachés

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading - valeur brute	20 927	21 022
Clients et comptes rattachés EDF Trading - valeur brute	3 530	3 331
Dépréciations	(1 046)	(1 057)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	23 411	23 296

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

25.1 CREANCES ÉCHUES/NON ÉCHUES

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017			31/12/2016		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CREANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHES	24 457	(1 046)	23 411	24 353	(1 057)	23 296
dont créances échues de moins de 6 mois	1 172	(260)	912	1 214	(186)	1 028
dont créances échues de 6 à 12 mois	435	(137)	298	491	(152)	339
dont créances échues de plus de 12 mois	890	(532)	358	1 105	(595)	510
dont total des créances échues	2 497	(929)	1 568	2 810	(933)	1 877
dont total des créances non échues	21 960	(117)	21 843	21 543	(124)	21 419

25.2 OPÉRATIONS DE MOBILISATION DE CRÉANCES

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	-	-
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	41	33
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	903	1 304

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 903 millions d'euros au 31 décembre 2017, dont 406 millions d'euros par le groupe Edison (1 304 millions d'euros en décembre 2016, dont 665 millions d'euros par le groupe Edison).

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

Note 26 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Charges constatées d'avance	1 592	1 567
Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE)	1 147	1 647
Créances TVA	3 026	2 862
Créances fiscales (hors TVA)	1 727	1 754
Autres créances d'exploitation	4 237	5 090
AUTRES DEBITEURS	11 729	12 920
dont part non courante	2 168	2 268
dont part courante	9 561	10 652
dont valeurs brutes	11 804	13 135
dont dépréciation	(75)	(215)

Au 31 décembre 2017, les autres débiteurs intègrent un produit à recevoir au titre de la créance de CSPE, à hauteur de 1 147 millions d'euros (1 647 millions d'euros au 31 décembre 2016). L'autre partie de la créance CSPE figure en Prêts et créances financiers (voir note 36.3).

Note 27 Capitaux propres

27.1 CAPITAL SOCIAL

Au 31 décembre 2017, le capital social s'élève à 1 463 719 402 euros, composé de 2 927 438 804 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,50 % par l'État, 15,18 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,20 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,12 % d'actions autodétenues.

En mars 2017, l'augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription s'est traduit par une augmentation du capital social de 316 millions d'euros et une prime d'émission de 3 689 millions d'euros nets de frais, suite à l'émission de 632 741 004 actions nouvelles (voir note 3.1).

En juin 2017, le paiement en actions d'une partie du solde sur dividendes au titre de l'exercice 2016 s'est traduit par une augmentation du capital social de 73 millions d'euros et une prime d'émission de 951 millions d'euros, suite à l'émission de 145 476 587 actions nouvelles. Les formalités liées à cette opération ont été finalisées en juin 2017.

En décembre 2017, le paiement en actions d'une partie de l'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2017 s'est traduit par une augmentation du capital social de 20 millions d'euros et une prime d'émission de 378 millions d'euros, suite à l'émission de 40 084 530 actions nouvelles.

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

27.2 ACTIONS PROPRES

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

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

Au 31 décembre 2017, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 3 430 016 actions pour une valeur de 40 millions d'euros.

27.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES

L'Assemblée générale des actionnaires du 18 mai 2017 a voté le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2016 à 0,90 euro par action avec option de paiement en numéraire ou en actions.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la société. Le montant du dividende majoré s'établit à 0,99 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,50 euro par action mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 31 octobre 2016, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2016 s'élève à 0,40 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,49 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 30 juin 2017.

L'État a opté pour le versement du solde du dividende au titre de l'exercice 2016 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement du solde sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2016 s'élève à 75 millions d'euros.

Le 7 novembre 2017, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,15 euro par action au titre de l'exercice 2017, mis en paiement en actions nouvelles ou en numéraire le 11 décembre 2017 pour un montant de 433 millions d'euros.

L'État a opté pour le versement de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2017 en actions.

Le montant du dividende en numéraire versé aux actionnaires n'ayant pas retenu l'option du paiement de l'acompte sur dividendes en actions au titre de l'exercice 2017 s'élève à 35 millions d'euros.

27.4 INSTRUMENTS DE CAPITAUX PROPRES

Au 31 décembre 2017, le montant total de titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisé en capitaux propres s'élève à 10 095 millions d'euros (net des coûts de transaction).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014 a été de 565 millions d'euros sur l'exercice 2017 et de 582 millions d'euros sur l'exercice 2016. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2018, une rémunération d'environ 376 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

Titres subordonnés à durée indéterminée chez EDF

(en millions de devises)

Entité	Date d'émission	Montant de l'émission	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2013	1 250	EUR	7 ans	4,25 %
EDF	01/2013	1 250	EUR	12 ans	5,38 %
EDF	01/2013	1 250	GBP	13 ans	6,00 %
EDF	01/2013	3 000	USD	10 ans	5,25 %
EDF	01/2014	1 500	USD	10 ans	5,63 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	8 ans	4,13 %
EDF	01/2014	1 000	EUR	12 ans	5,00 %
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %

Autres instruments de capitaux propres

Les autres instruments de capitaux propres sont des instruments financiers émis par le Groupe qui répondent à la définition d'instruments de capitaux propres suivant IAS 32.

Les entités Cogestar du groupe Dalkia ont émis en décembre 2017 un instrument constitué d'obligations convertibles. Au 31 décembre 2017, le montant total de l'instrument reconnu en capitaux propres s'élève à 124 millions d'euros (86 millions d'euros en 2016) (voir note 5.2).

27.5 PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE (INTÉRÊTS MINORITAIRES)

27.5.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

	31/12/2017			31/12/2016	
	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
<i>(en millions d'euros)</i>					
Principales participations ne donnant pas le contrôle					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,0 %	2 687	23	2 773	111
NNB Holding Ltd.	33,5 %	2 138	-	1 718	-
EDF Investissements Groupe SA	6,1 %	516	11	516	13
EDF Luminus SA	31,4 %	388	2	390	3
Framatome	24,5 %	209	-	-	-
Autres participations ne donnant pas le contrôle⁽¹⁾		1 403	80	1 527	33
TOTAL		7 341	116	6 924	160

(1) Dont Sizewell C Holding Co.

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

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Limited, *holding* de la société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 66,5 % par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de CGN dans cette entité (voir note 3.7.2).

Les participations ne donnant pas le contrôle de Framatome, groupe acquis le 31 décembre 2017 (voir note 3.2) et détenu à 75,5 % par le Groupe *via* la société EDF SA, correspondent à la part de Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 % et Assystem à hauteur de 5 % dans ce groupe.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Luminus correspondent aux participations de collectivités locales belges.

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

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux participations de Total et Fluxys dans Dunkerque LNG, et aux intérêts minoritaires de filiales du sous-groupe Edison.

27.5.2 Participations ne donnant pas le contrôle relatives à EDF Energy

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Actifs non courants	21 149	21 877
Actifs courants	3 228	3 325
Total actif	24 377	25 202
Capitaux propres	13 433	13 870
Passifs non courants	10 252	11 058
Passifs courant	692	274
Total des capitaux propres et du passif	24 377	25 202
Chiffre d'affaires	3 070	3 805
Résultat net	135	653
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(220)	(1 804)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	867	1 296
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(514)	(516)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(328)	(672)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	468	422
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	25	107
Incidence des variations de change	(10)	(62)
Autres incidences	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	483	468
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	70	151

Note 28 Provisions

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se présente comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2017			31/12/2016		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 479	21 378	22 857	1 463	20 823	22 286
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		290	25 032	25 322	208	24 020	24 228
Provisions liées à la production nucléaire	29	1 769	46 410	48 179	1 671	44 843	46 514
Autres provisions pour déconstruction	30	80	1 977	2 057	63	1 506	1 569
Provisions pour avantages du personnel	31	1 106	20 630	21 736	1 100	21 234	22 334
Autres provisions	32	2 529	2 356	4 885	2 394	2 155	4 549
TOTAL PROVISIONS		5 484	71 373	76 857	5 228	69 738	74 966

Note 29 Provisions liées à la production nucléaire - aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

Les provisions liées à la production nucléaire comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible utilisé et des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers cœurs.

Les provisions sont évaluées en fonction des principes exposés en note 1.3.2.2.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays et, d'autre part, des technologies et pratiques industrielles observées dans chacune des sociétés.

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2016	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres Mouvements ⁽¹⁾	31/12/2017
Provisions pour gestion du combustible utilisé	12 429	454	(1 109)	648	(60)	(9)	12 353
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	-	76	(15)	47	(4)	937	1 041
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 857	46	(221)	590	(28)	(781)	9 463
Provisions pour aval du cycle nucléaire	22 286	576	(1 345)	1 285	(92)	147	22 857
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	20 568	2	(146)	997	(220)	230	21 431
Provisions pour derniers cœurs	3 660	-	-	162	(50)	119	3 891
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	24 228	2	(146)	1 159	(270)	349	25 322
PROVISIONS LIEES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE	46 514	578	(1 491)	2 444	(362)	496	48 179

(1) Les autres mouvements comprennent notamment le reclassement de la provision pour reprise et conditionnement des déchets au 1^{er} janvier 2017 précédemment incluse dans la provision pour gestion long terme des déchets radioactifs pour un montant de 882 millions d'euros.

La répartition par société est la suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	EDF Note 29.1	EDF Energy Note 29.2	Belgique	Total
Provisions pour gestion du combustible utilisé	10 786	1 567	-	12 353
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	726	315	-	1 041
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 814	645	4	9 463
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE AU 31/12/2017	20 326	2 527	4	22 857
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2016	19 624	2 659	3	22 286
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 920	6 233	278	21 431
Provisions pour derniers cœurs	2 387	1 504	-	3 891
PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2017	17 307	7 737	278	25 322
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2016	16 409	7 563	256	24 228

29.1 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 47).

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 ;
- 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	31/12/2016	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation ⁽¹⁾	Autres mouvements ⁽²⁾	31/12/2017
Provisions pour gestion du combustible utilisé	29.1.1	10 658	443	(851)	545	(9)	10 786
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	29.1.2	0	74	(15)	31	636	726
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	29.1.2	8 966	44	(221)	556	(531)	8 814
Provisions pour aval du cycle nucléaire		19 624	561	(1 087)	1 132	96	20 326
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	29.1.3	14 122	2	(131)	658	269	14 920
Provisions pour derniers cœurs	29.1.4	2 287	0	0	95	5	2 387
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		16 409	2	(131)	753	274	17 307
PROVISIONS LIEES À LA PRODUCTION NUCLEAIRE		36 033	563	(1 218)	1 885	370	37 633

(1) L'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour 1 505 millions d'euros et les effets de variation du taux d'actualisation réel en 2017 comptabilisés en compte de résultat pour les provisions non adossées à des actifs pour 380 millions d'euros (charges financières de désactualisation)

(2) Les autres mouvements comprennent notamment :

- le reclassement de la provision pour reprise et conditionnement des déchets au 1^{er} janvier 2017 précédemment incluse dans la provision pour gestion long terme des déchets radioactifs pour un montant de 581 millions d'euros.
- les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2017 pour les provisions adossées à des actifs pour 347 millions d'euros

29.1.1 Provisions pour gestion du combustible utilisé

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 AREVA (maintenant 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 et des déchets issus de ce traitement.

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'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec AREVA (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.

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.

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

29.1.2.1 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 le conditionnement des déchets ;
- leur entreposage intermédiaire.

29.1.2.2 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'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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Déchets TFA et FMA	1 161	1 066
Déchets FAVL	265	256
Déchets HA-MAVL ⁽¹⁾	7 388	7 644
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DECHETS RADIOACTIFS	8 814	8 966

(1) Les provisions des déchets HA-MAVL comprenaient à fin décembre 2016 la provision pour reprise et conditionnement des déchets à hauteur de 581 millions d'euros, désormais présentées distinctement.

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 et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockages existants.

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 FA-VL 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 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. Par ailleurs un schéma industriel global de la gestion de l'ensemble des déchets radioactifs FA-VL devra être remis avant fin 2019.

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 Haute et Moyenne Activité à Vie Longue 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, AREVA (maintenant 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 Sûreté Nucléaire (ASN) a été soumis à la ministre de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Énergie.

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le Ministère de l'Ecologie, 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 sûreté 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 sûreté), conformément à l'avis de l'Autorité de Sûreté 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 sûreté 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.

Selon le planning de l'ANDRA, la demande de création de Cigéo (Installation nucléaire de base) est prévue courant 2019 et l'obtention d'une autorisation de création en 2022. Après une phase industrielle pilote à partir de 2026 ; les premiers colis de déchets devraient être réceptionnés en 2031.

Le 15 janvier 2018, l'ASN a rendu son avis sur le DOS Cigéo (dossier d'options de sûreté) estimant que le projet a atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'options de sûreté. Dans cet avis, l'ASN demande que pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées.

29.1.3 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 L593-25 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 sûreté 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).

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2016	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2017
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	10 899	2	(13)	461	267	11 616
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 223	-	(118)	197	2	3 304
PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLEAIRES	14 122	2	(131)	658	269	14 920

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filiale réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1300 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 megawatt, 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 chiffrements 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 font actuellement 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 900MW (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. En 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

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, St-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 29.1.2 « Déchets FAVL »). Un ensemble de faits techniques nouveaux ont 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.

Il 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.

Cette évolution du scénario industriel a été présentée au collège des commissaires de l'ASN le 29 mars 2016.

À la demande de l'ASN, une revue d'experts indépendants a été mandatée au premier trimestre 2017 pour analyser les solutions retenues par EDF pour la déconstruction de ses 6 réacteurs UNGG, à l'issue de laquelle les principaux choix retenus n'ont pas été remis en cause. Une nouvelle audition du collège des commissaires de l'ASN a eu lieu en juin 2017 sur la base de ces conclusions et d'un dossier de justification remis par EDF en mars.

Elle a abouti à la proposition d'une nouvelle audition en 2018 après la remise par EDF d'un nouveau dossier présentant le calendrier détaillé des opérations qui seront menées dans les 15 ans à venir ainsi que le résultat des nombreuses études menées sur la tenue des structures des réacteurs dans la durée.

Le dossier de stratégie et celui d'options de sûreté sur la mise en configuration sécurisée ainsi que le calendrier détaillé des opérations 2017-2032 ont été transmis fin décembre 2017.

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). En 2017, cette revue a donné lieu à des ajustements non significatifs.

29.1.4 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 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.

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

29.1.5.1 Taux d'actualisation

Calcul du taux d'actualisation

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 termes.

L'hypothèse d'inflation retenue est 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.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,1 % au 31 décembre 2017, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,5 % (respectivement 4,2 % et 1,5 % au 31 décembre 2016), soit un taux d'actualisation réel de 2,6 % au 31 décembre 2017 (2,7 % au 31 décembre 2016).

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 4,1 % au 31 décembre 2017 (4,3 % au 31 décembre 2016).

Le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2017 est de 4,1 %.

29.1.5.2 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.

	31/12/2017		31/12/2016	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible utilisé	19 058	10 786	18 460	10 658
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 203	726	-	-
Gestion à long terme des déchets radioactifs	29 396	8 814	29 631	8 966
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	49 657	20 326	48 091	19 624
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	20 563	11 616	20 185	10 889
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	6 472	3 304	6 431	3 223
Derniers cœurs	4 332	2 387	4 344	2 287
DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	31 367	17 307	30 960	16 409

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 2017 :

	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 %
<i>(en millions d'euros)</i>					
Aval du cycle nucléaire :					
- gestion du combustible utilisé	10 786	(221)	238	190	(206)
- Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	726	(22)	24	13	(14)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	8 814	(497)	562	407	(464)
Déconstruction et derniers cœurs :					
- déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	11 616	(477)	501	7	(7)
- déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 304	(125)	135	125	(135)
- derniers cœurs	2 387	(85)	90	-	-
TOTAL	37 633	(1 427)	1 550	742	(826)

Pour l'exercice 2016 :

<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 utilisé	10 658	(211)	227	182	(195)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	8 966	(475)	534	381	(432)
Déconstruction et derniers cœurs :					
- déconstruction des centrales nucléaires	14 122	(586)	619	127	(138)
- derniers cœurs	2 287	(85)	90	-	-
TOTAL	36 033	(1 357)	1 470	690	(765)

29.2 PROVISIONS NUCLÉAIRES D'EDF ENERGY

Les conditions particulières de financement des obligations 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 10 264 millions d'euros au 31 décembre 2017 ;
- 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 » (voir note 36.3) et s'élèvent à 8 650 millions d'euros au 31 décembre 2017 (8 743 millions d'euros au 31 décembre 2016).

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2016	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres Mouvements ⁽¹⁾	31/12/2017
Provisions pour gestion du combustible utilisé	1 771	10	(258)	103	(60)	1	1 567
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	-	2	-	16	(4)	301	315
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	888	2	-	34	(28)	(251)	645
Provisions pour aval du cycle nucléaire	2 659	14	(258)	153	(92)	51	2 527
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	6 190	-	(15)	329	(220)	(51)	6 233
Provisions pour derniers cœurs	1 373	-	-	67	(50)	114	1 504
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	7 563	-	(15)	396	(270)	63	7 737
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	10 222	14	(273)	549	(362)	114	10 264

(1) Les autres mouvements comprennent notamment le reclassement de la provision pour reprise et conditionnement des déchets au 1^{er} janvier 2017 précédemment incluse dans la provision pour gestion long terme des déchets radioactifs pour un montant de 301 millions d'euros.

29.2.1 Cadre réglementaire et contractuel

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État et du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des accords conclus par British Energy le 14 janvier 2005 (les « Accords de restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre 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 usé de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes de EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (ceux définis en tant que passifs d'EDF Energy), et d'autres passifs complémentaires qui pourraient être générés en cas d'échec par EDF Energy à atteindre les standards minimaux de performance conformément à la loi en vigueur. Les obligations d'EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par les actifs des filiales d'EDF Energy.

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une période limitée à la durée de vie des centrales à la date des Accords de restructuration ; la provision correspondante s'élève à 122 millions d'euros au 31 décembre 2017 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des Accords de restructuration.

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) portant sur la gestion du combustible usé AGR et du déchet radioactif associé provenant après le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé - plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électricité et de l'électricité produite dans l'année - sont comptabilisés en stocks (voir note 1.3.17.1).

29.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP - réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des 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 usé, 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.

	31/12/2017		31/12/2016	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible utilisé	2 829	1 567	3 101	1 771
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	1 827	315	-	-
Gestion à long terme des déchets radioactifs	3 589	645	5 326	888
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	8 245	2 527	8 427	2 659

29.2.3 Provisions pour déconstruction

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires résultent des meilleures estimations de la Direction. Elles 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 coûts actuels sont basés sur des plans de base de déconstruction (« *Baseline Decommissioning Plans* ») réalisés en 2016 (révision triennale) et intègrent une hypothèse de démantèlement permettant *in fine* la réutilisation du site.

	31/12/2017		31/12/2016	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
DECONSTRUCTION DES CENTRALES	15 520	6 111	15 803	6 059

Le tableau ci-dessus porte sur les obligations de déconstruction hors montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction, soit 122 millions d'euros au 31 décembre 2017 (voir note 29.2.1).

29.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base d'une série moyenne de données concernant les emprunts d'État émis par le gouvernement britannique sur les durées les plus longues disponibles, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises britanniques de notation A à AA, également sur la durée la plus longue disponible. Le taux d'inflation implicite utilisé pour le calcul d'un taux d'actualisation réel est déterminé sur une prévision à long terme de l'indice ajusté des prix de détail établi au Royaume-Uni (CPIH).

Le taux d'actualisation réel ainsi déterminé et retenu par EDF Energy au 31 décembre 2017 pour le calcul des passifs nucléaires est de 2,7 % (2,7 % au 31 décembre 2016).

Note 30 Autres provisions pour déconstruction

La répartition par société est la suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	EDF	EDF Energy	Edison	Framatome ⁽¹⁾	Autres ⁽²⁾	Total
AUTRES PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION AU 31/12/2017 ⁽²⁾	626	130	692	347	262	2 057
Autres Provisions pour déconstruction au 31/12/2016	617	90	667	-	195	1 569

(1) Dont 81 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France.

(2) Dont 43 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base de Socodei en France.

Les autres provisions pour déconstruction concernent principalement les centrales thermiques, les actifs de production d'hydrocarbures et les installations relatives à la production d'assemblages de combustible nucléaire.

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 2017 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

Note 31 Provisions pour avantages du personnel

31.1 GROUPE EDF

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Provisions pour avantages du personnel - part courante	1 106	1 100
Provisions pour avantages du personnel - part non courante	20 630	21 234
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	21 736	22 334

31.1.1 Décomposition de la variation du passif net

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2016 ⁽¹⁾	42 683	(20 917)	21 766
Charge nette de l'exercice 2017	1 961	(470)	1 491
Écarts actuariels	(400)	(721)	(1 121)
Cotisations versées aux fonds	-	(438)	(438)
Cotisations salariales	14	(14)	-
Prestations versées	(1 848)	811	(1 037)
Écarts de conversion	(316)	333	17
Mouvements de périmètre ⁽²⁾	630	(479)	151
Autres variations	(3)	-	(3)
SOLDES AU 31/12/2017	42 721	(21 895)	20 826
Dont :			
Provisions pour avantages du personnel			21 736
Actifs financiers non courants			(910)

(1) Le passif net au 31 décembre 2016 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 22 334 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (568) millions d'euros soit un passif net de 21 766 millions d'euros.

(2) Les mouvements de périmètre au 31 décembre 2017 sont principalement composés des engagements de retraite et autres avantages du personnel à long terme liés à l'acquisition de Framatome représentant un passif net de 149 millions d'euros.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2017 s'élèvent à (400) millions d'euros, composés pour l'essentiel de 194 millions d'euros au Royaume-Uni, liés aux variations de taux d'actualisation et d'inflation et (598) millions d'euros en France principalement liés à des écarts d'expérience.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2016 s'élevaient à 2 041 millions d'euros, composés pour l'essentiel de 1 349 millions d'euros au Royaume-Uni, liés aux variations de taux d'actualisation et d'inflation (voir

note 31.3.6) et 643 millions d'euros en France principalement liés à l'effet de la variation des hypothèses financières :

- variation des hypothèses de taux d'actualisation et d'inflation : 2 322 millions d'euros ;
- évolutions concernant la valorisation de l'Avantage en Nature Énergie (ANE) suite notamment à la réforme de la CSPE (1 742) millions d'euros.

31.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	2017	2016
Coût des services rendus	(1 010)	(890)
Coût des services passés	-	38
Écarts actuariels - avantages à long terme	(67)	(177)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(1 077)	(1 029)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(884)	(1 048)
Produit sur les actifs de couverture	470	547
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(414)	(501)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 491)	(1 530)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	400	(2 041)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	721	2 602
Écarts actuariels	1 121	561
Écarts de conversion	(17)	(5)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	1 104	556

31.1.3 Répartition géographique du passif net

(en millions d'euros)	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2016	33 373	8 891	419	42 683
Charge nette de l'exercice 2017	1 427	511	23	1 961
Écarts actuariels	(598)	194	4	(400)
Cotisations salariales	-	14	-	14
Prestations versées	(1 501)	(338)	(9)	(1 848)
Écarts de conversion	-	(316)	-	(316)
Mouvements de périmètre ⁽³⁾	-	-	630	630
Autres variations	-	-	(3)	(3)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2017	32 701	8 956	1 064	42 721
Juste valeur des actifs de couverture	(11 621)	(9 684)	(588)	(21 895)
PASSIF NET AU 31/12/2017 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	21 080	(728)	474	20 826
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel	21 080	182	474	21 736
Actifs financiers non courants ⁽²⁾	-	(910)	-	(910)

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France - Activités de production et commercialisation » et « France - Activités régulées » (voir note 31.2).

(2) Au 31 décembre 2017, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG (voir note 31.3.1).

(3) Les mouvements de périmètre au 31 décembre 2017 sont principalement composés des engagements de retraite et autres avantages du personnel à long terme liés à l'acquisition de Framatome pour 629 millions d'euros.

<i>(en millions d'euros)</i>	France ⁽¹⁾	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2016	33 373	8 891	419	42 683
Juste valeur des actifs de couverture	(11 566)	(9 248)	(103)	(20 917)
PROVISIONS AU 31/12/2016 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	21 807	(357)	316	21 766
Dont :				
Provisions pour avantages du personnel	21 807	211	316	22 334
Actifs financiers non courants	-	(568)	-	(568)

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France - Activités de production et commercialisation » et « France - Activités régulées » (voir note 31.2).

31.2 FRANCE (ACTIVITÉS RÉGULÉES ET ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET COMMERCIALISATION)

Compte tenu de la forte similitude de leurs régimes de retraite, les deux secteurs opérationnels « France - Activités de production et commercialisation » et « France - Activités régulées » (voir note 6.1) sont regroupés ici en un sous-total « France » incluant principalement EDF et Enedis, pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires.

La description de ces différents avantages est fournie dans la note 1.3.22.

31.2.1 Décomposition de la variation de la provision

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Soldes au 31/12/2016	33 373	(11 566)	21 807
Charge nette de l'exercice 2017	1 427	(220)	1 207
Écarts actuariels	(598)	(161)	(759)
Cotisations versées aux fonds	-	(145)	(145)
Prestations versées	(1 501)	471	(1 030)
SOLDES AU 31/12/2017	32 701	(11 621)	21 080

31.2.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Coût des services rendus	(725)	(659)
Coût des services passés	-	-
Écarts actuariels – autres avantages à long terme	(68)	(177)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(793)	(836)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(634)	(739)
Produit sur les actifs de couverture	220	252
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(414)	(487)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 207)	(1 323)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	598	(643)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	161	854
Écarts actuariels	759	211
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	759	211

Les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Variation liée aux écarts d'expérience	462	(165)
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	-	23
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières ⁽¹⁾	68	(678)
ECARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	530	(820)
dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	598	(643)
Écarts actuariels sur autres avantages à long terme	(68)	(177)

(1) Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires et en 2016 aux hypothèses concernant la valorisation de l'Avantage en Nature Énergie.

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2017 s'élèvent à 530 millions d'euros et sont principalement liés à des écarts d'expérience.

En 2016, les écarts actuariels sur engagements générés s'élèvent à (820) millions d'euros et sont principalement liés à l'effet des révisions d'hypothèses financières (notamment à la variation des hypothèses de taux d'actualisation et d'inflation).

31.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2017 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2017	31 214	(11 621)	19 593
dont :			
Retraites	24 266	(10 859)	13 407
Avantage en nature énergie	4 758	-	4 758
Indemnités de fin de carrière	873	(747)	126
Autres	1 317	(15)	1 302
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2017	1 487	-	1 487
dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 250	-	1 250
Médailles du travail	208	-	208
Autres	29	-	29
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2017	32 701	(11 621)	21 080

Au 31 décembre 2016 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2016	31 876	(11 566)	20 310
dont :			
Retraites	24 976	(10 810)	14 166
Avantage en nature énergie	4 695	-	4 695
Indemnités de fin de carrière	913	(741)	172
Autres	1 292	(15)	1 277
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2016	1 497	-	1 497
dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 252	-	1 252
Médailles du travail	213	-	213
Autres	32	-	32
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2016	33 373	(11 566)	21 807

31.2.4 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Participants en activité	18 577	19 918
Retraités	14 124	13 455
TOTAL ENGAGEMENTS	32 701	33 373

31.2.5 Actifs de couverture

Pour la France, les actifs de couverture, constitués dans le cadre d'une gestion actif/passif, s'élèvent à 11 621 millions d'euros au 31 décembre 2017 (11 566 millions d'euros au 31 décembre 2016) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière (avec un objectif de couverture à 100 %) et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 69 % dans une poche d'adossement visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 31 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
ACTIFS DE COUVERTURE	11 621	11 566
<i>Actifs pour régime spécial de retraite</i>	<i>10 859</i>	<i>10 810</i>
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	31%	31 %
Instruments de créances cotés (obligations)	69%	69 %
<i>Actifs pour indemnités de fin de carrière</i>	<i>747</i>	<i>741</i>
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	32%	33 %
Instruments de créances cotés (obligations)	68%	67 %
<i>Autres actifs de couverture</i>	<i>15</i>	<i>15</i>

Au 31 décembre 2017, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 53 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 24 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 23 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est relativement stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2016.

Au 31 décembre 2017, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 90 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 10% du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 84 % du total d'obligations souveraines émises par des États de la zone euro, le solde étant principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

Cette répartition est relativement stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2016.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de +3,1 % en 2017.

31.2.6 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	1 480	1 467
De un à cinq ans	5 583	5 260
De cinq à dix ans	5 383	4 621
À plus de dix ans	40 829	21 353
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	53 275	32 701

Au 31 décembre 2017, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 19,2 ans.

31.2.7 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2017	31/12/2016
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	1,90 %	1,90 %
Taux d'inflation	1,50 %	1,50 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽²⁾	1,70 %	1,70 %

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé grâce au taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêts et le rendement des actifs est comptabilisé en capitaux propres.

(2) Hors inflation.

En France, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durées les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu de la réduction en 2017 du nombre de ces dernières sur ces durées.

L'évolution au 31 décembre 2017 des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation à 1,90 % au 31 décembre 2017 (identique à celui retenu au 31 décembre 2016).

Le taux d'inflation utilisé pour le calcul des provisions pour avantages du personnel résulte de l'utilisation d'une courbe d'inflation par maturité, déterminée en interne et servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro. Le taux d'inflation ainsi déterminé au 31 décembre 2017 correspond à un taux moyen de 1,50 % (identique à celui retenu au 31 décembre 2016).

31.2.8 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2017
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,6 % / + 5,0 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 3,8 % / - 3,8 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 4,7 % / - 4,4 %

31.3 ROYAUME-UNI

Le secteur Royaume-Uni comprend principalement EDF Energy, dont les principaux avantages du personnel sont décrits en note 1.3.22.

31.3.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
Soldes au 31/12/2016	8 891	(9 248)	(357)
Charge nette de l'exercice 2017	511	(249)	262
Écarts actuariels	194	(558)	(364)
Cotisations versées aux fonds	-	(286)	(286)
Cotisations salariales	14	(14)	-
Prestations versées	(338)	338	-
Écarts de conversion	(316)	333	17
SOLDES AU 31/12/2017	8 956	(9 684)	(728)
<i>Dont :</i>	-	-	-
Provisions pour avantages du personnel	-	-	182
Actifs financiers non courants	-	-	(910)

Au 31 décembre 2017, EDF Energy a constaté un surplus de financement sur ses plans de retraite EEGSG et BEGG (voir note 1.3.22.2.2) pour un montant global de 910 millions d'euros contre 568 millions d'euros au 31 décembre 2016.

Ce surplus, dont l'augmentation est due à la bonne performance des actifs de couverture, est comptabilisé à l'actif du bilan dans la rubrique « actifs financiers non courants ».

31.3.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Coût des services rendus	(267)	(224)
Coût des services passés	-	40
Écarts actuariels – autres avantages à long terme	-	-
Charges nettes en résultat d'exploitation	(267)	(184)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(244)	(302)
Produit sur les actifs de couverture	249	294
Charge d'intérêt nette en résultat financier	5	(8)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(262)	(192)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(194)	(1 349)
Écarts actuariels sur autres actifs de couverture	558	1 717
Écarts actuariels	364	368
Écarts de conversion	(17)	(5)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	347	363

31.3.3 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Participants en activité	5 412	5 195
Retraités	3 544	3 696
TOTAL ENGAGEMENTS	8 956	8 891

31.3.4 Actifs de couverture

Au Royaume-Uni, les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés, dont la valeur actuelle s'élève à 9 685 millions d'euros au 31 décembre 2017 (9 248 millions d'euros au 31 décembre 2016).

La stratégie d'investissement mise en œuvre dans ces fonds est une stratégie d'adossement du passif - *Liability Driven Investments*. La répartition entre actifs de croissance et actifs d'adossement est revue périodiquement par les *trustees* et *a minima* après chaque valorisation actuarielle, afin de s'assurer que la stratégie d'investissement globale des plans reste cohérente pour atteindre les objectifs de niveau de couverture requis.

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Actifs pour plan de retraite BEGG	7 597	7 454
Actifs pour plan de retraite EEGSG	1 283	1 059
Actifs pour plan de retraite EEPS	804	735
ACTIFS DE COUVERTURE	9 684	9 248
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	27 %	27 %
Instruments de créances cotés (obligations)	50 %	52 %
Biens immobiliers	7 %	6 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	1 %	3 %
Autres	15 %	12 %

Au 31 décembre 2017, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 28 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 48 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 24 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est relativement stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2016.

Au 31 décembre 2017, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- environ 65 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 35 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 65 % du total d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

La part des obligations souveraines émises par le Royaume-Uni a baissé de 3 % par rapport au 31 décembre 2016.

31.3.5 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	256	255
De un à cinq ans	1 043	1 004
De cinq à dix ans	1 480	1 292
À plus de dix ans	13 443	6 405
FLUX DE TRESORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	16 222	8 956

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 293 millions d'euros pour l'exercice 2018 (278 millions d'euros employeur et 15 millions d'euros employés).

La durée moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 21,0 ans au 31 décembre 2017.

31.3.6 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2017	31/12/2016
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	2,56 %	2,76 %
Taux d'inflation	3,00 %	3,05 %
Taux d'augmentation des salaires	2,40 %	2,45 %

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé grâce au taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêt et le rendement des actifs est comptabilisé en capitaux propres.

Au Royaume-Uni, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

31.3.7 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2017
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,8 % / + 5,3 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 0,5 % / - 0,5 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 3,6 % / - 3,7 %

Note 32 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2016	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre ⁽³⁾	Autres mouvements	31/12/2017
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	1 037	-	(122)	(18)	6	10	913
Provisions pour risques fiscaux	518	90	(27)	(8)	1	(1)	573
Provisions pour litiges	532	87	(23)	(13)	1	5	589
Provisions pour contrats onéreux et pertes à terminaison	342	47	(94)	(93)	63	8	273
Provisions liées aux dispositifs environnementaux ⁽¹⁾	834	1 239	(1 172)	(3)	-	3	901
Autres provisions pour risques et charges ⁽²⁾	1 286	451	(417)	(115)	430	1	1 636
TOTAL	4 549	1 914	(1 855)	(250)	501	26	4 885

(1) Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre et pour certificats d'énergie renouvelable (voir note 49).

(2) Ces provisions couvrent divers risques et charges liés à l'exploitation (abondements sur intéressement, restructurations, obligations contractuelles d'entretien, ...). Aucune provision n'est individuellement significative.

(3) Les mouvements de périmètre sont principalement constitués de l'acquisition de Framatome (voir note 3.2).

Note 33 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Contre-valeur des biens ⁽¹⁾	47 813	46 497
Financement concessionnaire non amorti	(24 172)	(23 160)
Droits sur biens existants - valeurs nettes	23 641	23 337
Amortissement du financement du concédant	13 149	12 613
Provisions pour renouvellement	9 533	9 742
Droits sur biens à renouveler	22 682	22 355
PASSIFS SPECIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE	46 323	45 692

(1) Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 144 millions d'euros (143 millions d'euros en 2016).

Note 34 Fournisseurs et comptes rattachés

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	10 738	9 770
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	3 256	3 261
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHES	13 994	13 031

Le Groupe dispose d'un programme d'affacturage inversé offrant aux fournisseurs la possibilité (à leur main) de transférer leurs créances détenues sur EDF à une société d'affacturage.

Pour le Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF, et notamment n'entraîne aucune modification des séquences des flux de trésorerie opérationnels. Les dettes relatives sont en conséquence comptabilisées en « Dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe.

Note 35 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Avances et acomptes reçus	8 387	7 793
Fournisseurs d'immobilisations	3 711	3 247
Dettes fiscales	7 014	7 098
Dettes sociales	4 171	4 010
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 606	3 438
Autres produits constatés d'avance	499	729
Autres dettes ⁽¹⁾	2 436	2 909
AUTRES CREDITEURS	29 824	29 224
dont part non courante	4 864	4 810
dont part courante	24 960	24 414

(1) Les autres dettes incluent des subventions d'investissements reçues pour 348 millions d'euros en 2017 (417 millions d'euros en 2016).

35.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS

Au 31 décembre 2017, les avances et acomptes reçus comprennent

- les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF pour 6 568 millions d'euros (6 828 millions d'euros au 31 décembre 2016) ;
- les paiements faits par les clients de Framatome pour 738 millions d'euros.

35.2 DETTES FISCALES

Au 31 décembre 2017, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 1 562 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 633 millions d'euros au 31 décembre 2016).

35.3 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME

Au 31 décembre 2017, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 1 711 millions d'euros (1 822 millions d'euros au 31 décembre 2016).

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise au compte de résultat sur la durée du contrat.

ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

Note 36 Actifs financiers courants et non courants

36.1 RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017			31/12/2016		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	2 614	-	2 614	3 813	-	3 813
Actifs financiers disponibles à la vente	19 312	21 612	40 924	22 402	17 888	40 290
Juste valeur positive des dérivés de couverture	837	2 743	3 580	2 157	3 899	6 056
Prêts et créances financières	2 190	12 432	14 622	1 614	13 342	14 956
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS ⁽¹⁾	24 953	36 787	61 740	29 986	35 129	65 115

(1) Dont dépréciation pour (547) millions d'euros au 31 décembre 2017 ((566) millions d'euros au 31 décembre 2016).

36.2 DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS

36.2.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Juste valeur positive des dérivés de transaction	2 614	3 813
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction	-	-
ACTIFS FINANCIERS A LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RESULTAT	2 614	3 813

Les actifs financiers à la juste valeur par résultat concernent principalement EDF Trading.

36.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017			31/12/2016		
	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	11 462	9 386	20 848	9 201	7 766	16 967
Actifs liquides	3 145	15 818	18 963	4 507	17 759	22 266
Autres titres	1 007	106	1 113	944	113	1 057
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	15 614	25 310	40 924	14 652	25 638	40 290

(1) Actions ou OPCVM.

Les variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	2017		2016	
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste Valeur transférées en résultat ⁽²⁾
Actifs dédiés d'EDF	807	673	760	488
Actifs liquides	22	34	63	12
Autres titres	(5)	10	(5)	-
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE ⁽³⁾	824	717	818	500

(1) +/- : augmentation/ (diminution) des capitaux propres - part du Groupe.

(2) +/- : augmentation/ (diminution) du résultat - part du Groupe.

(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres part du Groupe sur les exercices 2017 et 2016 concernent principalement EDF.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2017.

36.2.2.1 Actifs dédiés

Les placements diversifiés obligataires et les actions portés par les actifs dédiés d'EDF sont comptabilisés en « actifs financiers disponibles à la vente ». La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 47.

36.2.2.2 Actifs liquides

Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 2 646 millions d'euros au 31 décembre 2017 (3 955 millions d'euros au 31 décembre 2016).

36.3 PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti.

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	8 650	8 743
Prêts et créances financières – CSPE ⁽¹⁾	3 294	4 185
Autres prêts et créances financières	2 678	2 028
PRETS ET CREANCES FINANCIERES	14 622	14 956

(1) Dont 3 294 millions d'euros affectés aux actifs dédiés au 31 décembre 2017 (4 185 millions d'euros au 31 décembre 2016).

Les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 8 650 millions d'euros au 31 décembre 2017 (8 743 millions d'euros au 31 décembre 2016), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent ;
- la créance constituée du déficit de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE), accumulé au 31 décembre 2016 et des coûts de portage associés. Les remboursements reçus au cours de l'exercice 2017 s'élèvent à 954 millions d'euros et sont conformes à l'échéancier publié dans les arrêtés du 13 mai 2016 et du 2 décembre 2016 pris en application de l'article R 121-31 du Code de l'énergie.

36.4 VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS HORS DÉRIVÉS

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

36.4.1 Au 31 décembre 2017

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2016	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2017
Actifs financiers disponibles à la vente	40 290	344	588	-	144	(137)	(305)	40 924
Prêts et créances financières	14 956	(979)	-	442	174	(377)	406	14 622

Les augmentations nettes relatives aux prêts et créances financières incluent à hauteur de (890) millions d'euros la variation de la créance CSPE.

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières correspondent notamment à la variation de l'actif financier relatif au surplus de financement des plans de retraite EEGSG et BEGG d'EDF Energy (916 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 568 millions d'euros au 31 décembre 2016).

36.4.2 Au 31 décembre 2016

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2015	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2016
Actifs financiers disponibles à la vente	34 333	5 079	894	-	12	110	(138)	40 290
Prêts et créances financières	16 913	(2 908)	-	403	221	(1 387)	1 714	14 956

Note 37 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des disponibilités bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire et des fonds en caisse. La trésorerie et les équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans le bilan.

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Disponibilités	3 328	2 651
Équivalents de trésorerie ⁽¹⁾	364	242
Comptes courants financiers	-	-
TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE	3 692	2 893

(1) Dont part à la juste valeur pour 364 millions d'euros au 31 décembre 2017 (235 millions d'euros au 31 décembre 2016).

Restrictions de trésorerie

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 298 millions d'euros au 31 décembre 2017 (243 millions d'euros au 31 décembre 2016) (voir note 1.3.26).

Note 38 Passifs financiers courants et non courants

38.1 RÉPARTITION COURANT/NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017			31/12/2016		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	49 734	7 112	56 846	52 992	12 203	65 195
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	2 787	2 787	-	4 485	4 485
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 631	1 243	2 874	1 284	1 601	2 885
PASSIFS FINANCIERS	51 365	11 142	62 507	54 276	18 289	72 565

38.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES

38.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

<i>(en millions d'euros)</i>	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2016	51 864	4 180	7 380	420	1 351	65 195
Augmentations	1 509	365	1 027	-	121	3 022
Diminutions	(3 033)	(301)	(3 219)	(57)	(129)	(6 739)
Écarts de conversion	(625)	(94)	(127)	-	(3)	(849)
Mouvements de périmètre	4	(1 187)	49	-	(2)	(1 136)
Variations de juste valeur	(2 396)	-	(251)	4	-	(2 643)
Autres mouvements	2	131	(134)	1	(4)	(4)
SOLDES AU 31/12/2017	47 325	3 094	4 725	368	1 334	56 846

Les augmentations / diminutions des emprunts et autres dettes financières (hors intérêts courus) du tableau ci-dessus ne comprennent pas les variations monétaires liées aux dénouements d'instruments de couverture (incluses dans le Tableau de flux de trésorerie) pour un montant de 306 millions d'euros.

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
EDF et autres filiales liées ⁽¹⁾	44 367	52 811
EDF Energy ⁽²⁾	6 118	5 268
EDF Énergies Nouvelles	5 276	4 642
Edison ⁽³⁾	241	1 214
Autres entités	844	1 260
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	56 846	65 195

(1) Enedis, EDF PEI, EDF International, EDF Holding SAS, C3, C25 et EDF Investissements Groupe.

(2) Y compris les holdings.

(3) Edison hors TdE SpA.

Au 31 décembre 2017, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

Au 31 décembre 2017, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Echéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,00 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2019	1 250	USD	2,15 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2020	1 500	USD	2,35 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Obligataire (<i>green bond</i>)	EDF	10/2015	10/2025	1 250	USD	3,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Obligataire	EDF	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	EDF	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

Le 20 janvier 2017, EDF a levé 137 milliards de yens, soit environ 1,1 milliard d'euros, à travers 4 obligations senior sur le marché japonais (« obligations Samourai ») (voir note 3.5).

Au 31 décembre 2017, le plafond total du programme EMTN d'EDF, permettant d'émettre des emprunts au titre de ce programme, s'élève à 45 milliards d'euros.

38.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

Au 31 décembre 2017 :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	1 557	549	3 881	52	1 073	7 112
Entre un et cinq ans	13 021	653	50	147	71	13 942
À plus de cinq ans	32 747	1 892	794	169	190	35 792
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2017	47 325	3 094	4 725	368	1 334	56 846

Au 31 décembre 2016 :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	2 913	1 780	6 332	51	1 127	12 203
Entre un et cinq ans	12 386	526	109	168	52	13 241
À plus de cinq ans	36 565	1 874	939	201	172	39 751
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2016	51 864	4 180	7 380	420	1 351	65 195

38.2.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

(en millions d'euros)	31/12/2017			31/12/2016		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euro (EUR)	27 609	18 454	46 063	31 204	20 220	51 424
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	17 224	(14 752)	2 472	22 239	(19 314)	2 925
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	9 495	(2 331)	7 164	9 824	(827)	8 997
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 518	(1 371)	1 147	1 928	(79)	1 849
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	56 846	-	56 846	65 195	-	65 195

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

38.2.4 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

(en millions d'euros)	31/12/2017			31/12/2016		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette
Emprunts à taux fixe	52 900	(21 469)	31 431	58 650	(23 710)	34 940
Emprunts à taux variable	3 946	21 469	25 415	6 545	23 710	30 255
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	56 846	-	56 846	65 195	-	65 195

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IAS 39.

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

38.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 11 943 millions d'euros au 31 décembre 2017 (11 709 millions d'euros au 31 décembre 2016).

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017				31/12/2016
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CREDIT CONFIRMÉES	11 943	2 149	9 759	35	11 709

38.2.6 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les emprunts souscrits par EDF Énergies Nouvelles auprès de tiers externes dans le cadre de financement de projets prévoient généralement des clauses d'exigibilité anticipée, notamment en cas de non-respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus, mesuré par un ratio dit « DSCR » (*Debt Service Coverage Ratio*). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

Dans d'autres entités du Groupe, certaines clauses contractuelles figurant dans des contrats de financement ou d'engagements peuvent faire référence à la notation du Groupe, mais ne sont pas qualifiés de covenants.

Deux emprunts d'un montant total de 725 millions d'euros contiennent une clause de rendez-vous prévoyant, en cas de passage de l'emprunteur en dessous d'une certaine notation, une concertation de l'emprunteur et du prêteur, pouvant amener à une renégociation des conditions d'octroi du prêt, et éventuellement un remboursement anticipé volontaire de la part de l'emprunteur.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2017 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

38.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET

L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2017	31/12/2016
Emprunts et dettes financières	38.2.1	56 846	65 195
Dérivés de couvertures des dettes	41	(1 176)	(3 965)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	(3 692)	(2 893)
Actifs financiers disponibles à la vente - Actifs liquides	36.2.2	(18 963)	(22 266)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés		-	1 354
ENDETTEMENT FINANCIER NET		33 015	37 425

Note 39 Autres informations sur les actifs et passifs financiers

39.1 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante.

39.1.1 Au 31 décembre 2017

<i>(en millions d'euros)</i>	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ⁽¹⁾	2 614	2 614	233	2 252	129
Actifs financiers disponibles à la vente	40 924	40 924	2 499	37 792	633
Juste valeur positive des dérivés de couverture	3 580	3 580	21	3 559	-
Equivalents de trésorerie – part à la juste valeur	364	364	198	166	-
Instruments financiers actifs à la juste valeur au bilan	47 482	47 482	2 951	43 769	762
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	8 650	8 650	-	8 650	-
Prêts et créances financières – CSPE	3 294	3 349	-	3 349	-
Autres prêts et créances financières	2 678	2 678	-	2 678	-
Instruments financiers actifs évalués au coût amorti	14 622	14 677	-	14 677	-
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 874	2 874	75	2 799	-
Juste valeur négative des dérivés de transaction	2 787	2 787	200	2 467	120
Instruments financiers passifs à la juste valeur au bilan	5 661	5 661	275	5 266	120
Emprunts et dettes financières ⁽²⁾	56 846	63 334	-	63 334	-
Instruments financiers passifs évalués au coût amorti	56 846	63 334	-	63 334	-

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 2 614 millions d'euros.

(2) Les emprunts et dettes financières comptabilisés au bilan sont évalués au coût amorti ajusté de la variation de juste valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur.

Les actifs financiers disponibles à la vente en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

Les équivalents de trésorerie, principalement des titres de créances négociables et des placements à court terme, sont généralement évalués à partir de courbes de taux, donc de données observables sur le marché.

39.1.2 Au 31 décembre 2016

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ⁽¹⁾	3 813	3 813	220	3 337	256
Actifs financiers disponibles à la vente	40 290	40 290	1 799	37 895	596
Juste valeur positive des dérivés de couverture	6 056	6 056	7	6 049	-
Equivalents de trésorerie - part à la juste valeur	235	235	141	94	-
Instruments financiers actifs à la juste valeur au bilan	50 394	50 394	2 167	47 375	852
Prêts et créances financières - Actifs à recevoir du NLF	8 743	8 743	-	8 743	-
Prêts et créances financières - CSPE	4 185	4 288	-	4 288	-
Autres prêts et créances financières	2 028	2 028	-	2 028	-
Instruments financiers actifs évalués au coût amorti	14 956	15 059	-	15 059	-
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 885	2 885	105	2 775	5
Juste valeur négative des dérivés de transaction	4 485	4 485	216	4 046	223
Instruments financiers passifs à la juste valeur au bilan	7 370	7 370	321	6 821	228
Emprunts et dettes financières ⁽²⁾	65 195	70 682	-	70 682	-
Instruments financiers passifs évalués au coût amorti	65 195	70 682	-	70 682	-

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 3 813 millions d'euros.

(2) Les emprunts et dettes financières comptabilisés au bilan sont évalués au coût amorti ajusté de la variation de juste valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur.

39.2 COMPENSATION D'ACTIFS ET DE PASSIFS FINANCIERS

39.2.1 Au 31 décembre 2017

(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés - actif	6 194	234	11 067	(5 107)	5 960	(1 652)	(1 073)	3 235
Juste valeur des dérivés - passif	(5 661)	(844)	(9 924)	5 107	(4 817)	1 652	768	(2 397)

39.2.2 Au 31 décembre 2016

(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés - actif	9 869	5 043	10 741	(5 915)	4 826	(1 689)	(2 303)	834
Juste valeur des dérivés - passif	(7 370)	(5 240)	(8 045)	5 915	(2 130)	1 689	56	(385)

Note 40 Gestion des risques marchés et de contrepartie

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques des marchés financiers, marchés énergies et de contrepartie. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers.

▪ Risques marchés financiers

Les principaux risques des marchés financiers auxquels le Groupe est exposé sont le risque de liquidité, le risque de change, le risque de taux et le risque actions.

La gestion du risque de liquidité par le Groupe a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant.

Le risque de change est lié à la diversification des activités du Groupe et de son implantation géographique et résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des parités de change. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Le risque taux résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur des actifs placés par le Groupe, la valeur des passifs provisionnés, ou ses charges financières.

Le Groupe est exposé au risque actions notamment au travers des titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour sécuriser le financement des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites, et dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et de participations détenues en direct.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au chapitre 5.1.6.1 « Gestion et contrôle des risques financiers » du document de référence.

▪ Risques marchés énergies

En lien avec l'ouverture à la concurrence du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO₂, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au niveau du chapitre 5.1.6.2 « Gestion et contrôle des risques marchés énergies » du document de référence.

▪ Risques de contrepartie

Il se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au chapitre 5.1.6.1.7 « Gestion du risque de contrepartie/crédit » du document de référence.

Concernant le risque clients – autre composante du risque de contrepartie – une balance des créances échues et non échues est présentée en note 25.

Les analyses de sensibilité exigées par la norme IFRS 7 sont présentées au chapitre 5.1.6.1 « Gestion et contrôle des risques financiers » du document de référence :

- Risques de change : chapitre 5.1.6.1.3,
- Risques de taux d'intérêt : chapitre 5.1.6.1.4,
- Risques actions sur les actifs financiers : chapitres 5.1.6.1.5 et 5.1.6.1.6.

Les principales informations concernant les actifs et passifs financiers se trouvent détaillées comme suit par thématique :

- Risques de liquidité :
 - échéancier des dettes : annexe aux comptes consolidés - note 38.2.2,

- lignes de crédit : annexe aux comptes consolidés - note 38.2.5,
 - clauses de remboursement anticipé des emprunts : annexe aux comptes consolidés - note 38.2.6,
 - engagements hors bilan : annexe aux comptes consolidés - note 44;
- Risques de change :
 - ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4;
 - Risques actions (chapitres 5.1.6.1.5 et 5.1.6.1.6 « Gestion du risque actions/Gestion du risque financier sur le portefeuille d’actifs dédiés d’EDF SA » du document de référence) :
 - couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes consolidés – notes 47 et 29.1.5,
 - couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.5 et 31.3.4,
 - gestion de trésorerie long terme,
 - titres de participation directe ;
 - Risques de taux :
 - taux d’actualisation sur provisions nucléaires : mode de calcul et sensibilité : annexe aux comptes consolidés - note 29.1.5.2,
 - taux d’actualisation utilisé pour les avantages du personnel : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.7 et 31.3.6,
 - ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4;
 - Traitement au bilan des risques financiers et des risques marchés :
 - instruments dérivés et comptabilité de couverture : annexe aux comptes consolidés - note 41 et tableau de variations des capitaux propres,
 - instruments dérivés non qualifiés de couverture : annexe aux comptes consolidés - note 42.

Note 41 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concerne les dérivés de taux d’intérêt relatifs à la couverture de la dette à long terme, les dérivés de change relatifs à la couverture d’investissements nets à l’étranger et de la dette libellée en devises étrangères, ainsi que les dérivés de change et les dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

La juste valeur des dérivés de couverture enregistrée au bilan se décompose comme suit :

<i>(en millions d’euros)</i>	Notes	31/12/2017	31/12/2016
Juste valeur positive des dérivés de couverture	36.1	3 580	6 056
Juste valeur négative des dérivés de couverture	38.1	(2 874)	(2 885)
JUSTE VALEUR DES DERIVES DE COUVERTURE		706	3 171
Instruments dérivés de couverture de taux	41.4.1	1 689	2 023
Instruments dérivés de couverture de change	41.4.2	(606)	2 122
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	41.4.3	(411)	(995)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	41.5	34	21

La juste valeur des dérivés de couverture se répartit comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2017	31/12/2016
Juste valeur des dérivés de couverture de dettes	38.3	1 176	3 965
Juste valeur des dérivés de couverture de situation nette à l'étranger		90	14
Juste valeur des autres dérivés de couverture (matières premières)		(560)	(808)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		706	3 171

41.1 COUVERTURE DE JUSTE VALEUR

Le groupe EDF couvre l'exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des *swaps* de taux d'intérêt fixe/variable et des *cross currency swaps*. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat. Les couvertures de juste valeur incluent également des instruments de couverture de change sur certains engagements fermes d'achat.

En 2017, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente un gain de 37 millions d'euros incluse dans le résultat financier (perte de (11) millions d'euros en 2016).

41.2 COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE

Le groupe EDF applique la couverture de flux de trésorerie notamment pour les cas suivants :

- couverture de la dette à taux variable et pour laquelle les *swaps* de taux d'intérêt sont utilisés (taux variable/fixe) ;
- couverture du risque de change lié à la dette libellée en devises étrangères (utilisation de *cross currency swaps*) ;
- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achats et de ventes d'électricité, de gaz, de charbon : des contrats de *futures*, *forwards* et *swaps* sont conclus à cet effet.

Le groupe EDF couvre également le risque de change associé à ses achats de matières premières et de combustibles.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré en 2017 est nul (montant nul en 2016).

41.3 COUVERTURE D'INVESTISSEMENTS NETS À L'ÉTRANGER

La couverture d'investissements nets à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition du Groupe au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché. Dans ce dernier cas, le Groupe a recours à des *swaps* de change et du change à terme.

41.4 IMPACT DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE EN CAPITAUX PROPRES

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2017			2016		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux	31	-	-	6	-	1
Couverture de change	(1 588)	(1 331)	(3)	70	288	(4)
Couverture d'investissement net à l'étranger	518	(120)	-	1 352	-	-
Couverture de matières premières	(613)	(1 714)	5	(489)	361	31
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE ⁽³⁾	(1 652)	(3 165)	2	939	649	28

(1) +/(-) : augmentation/(diminution) des capitaux propres part du Groupe.

(2) +/(-) : augmentation/(diminution) du résultat part du Groupe.

(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

41.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31/12/2017				Notionnel au 31/12/2016		Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2017	31/12/2016	
Payeur fixe/receveur variable	106	711	331	1 148	1 342	(75)	(62)	
Payeur variable/receveur fixe	-	4 769	17 971	22 740	24 906	1 928	2 299	
Variable/variable	-	-	1 252	1 252	2 022	(9)	4	
Fixe/fixe	528	5 269	4 265	10 062	10 327	(155)	(218)	
Swaps de taux	634	10 749	23 819	35 202	38 597	1 689	2 023	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	634	10 749	23 819	35 202	38 597	1 689	2 023	

La juste valeur des *cross currency swaps* taux/change ne prend en compte que l'effet taux.

Le notionnel des *cross currency swaps* est intégré d'une part, dans cette note et d'autre part, dans la note sur les dérivés de couverture de change (note 41.4.2).

Une part importante des emprunts à taux fixe du groupe EDF est variabilisée au moyen de *swaps* de taux.

41.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

Au 31 décembre 2017 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2017				Notionnel à livrer au 31/12/2017				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2017
Change à terme	2 478	518	-	2 996	2 475	514	-	2 989	-
Swaps	12 469	10 614	12 724	35 807	12 592	10 384	13 155	36 131	(606)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	14 947	11 132	12 724	38 803	15 067	10 898	13 155	39 120	(606)

Au 31 décembre 2016 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notionnel à recevoir au 31/12/2016				Notionnel à livrer au 31/12/2016				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2016
Change à terme	1 600	730	-	2 330	1 589	718	-	2 307	26
Swaps	15 030	11 027	13 703	39 760	14 304	10 107	12 782	37 193	2 096
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	16 630	11 757	13 703	42 090	15 893	10 825	12 782	39 500	2 122

Le notionnel des *cross currency swaps* qui figure dans cette note est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (note 41.4.1).

41.4.3 Couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières

Concernant les matières premières, les variations de juste valeur s'expliquent principalement par :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Contrats de couverture d'électricité	(916)	(2 610)
Contrats de couverture de gaz	69	(316)
Contrats de couverture de charbon	36	9
Contrats de couverture des produits pétroliers	149	2 007
Contrats de couverture de droits d'émission CO ₂	49	421
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	(613)	(489)

Le montant transféré en résultat, au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice, est constitué majoritairement de :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Contrats de couverture d'électricité	(1 744)	1 276
Contrats de couverture de gaz	50	(943)
Contrats de couverture de charbon	31	(72)
Contrats de couverture des produits pétroliers	(66)	86
Contrats de couverture de droits d'émission CO ₂	15	14
MONTANTS TRANSFÉRÉS EN RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	(1 714)	361

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2017				Juste valeur	31/12/2016	
		Notionnels nets					Notionnels nets	Juste valeur
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total			
Swaps		2	-	-	2	58	5	(3)
Forwards/futures		(2)	(70)	-	(72)	(688)	(89)	(1 174)
Électricité	Térawattheures	-	(70)	-	(70)	(630)	(84)	(1 177)
Swaps		(193)	(40)	-	(233)	(16)	(531)	(4)
Forwards/futures		1 052	399	-	1 451	65	1 685	109
Gaz	Millions de therms	859	359	-	1 218	49	1 154	105
Swaps		8 528	5 647	-	14 175	109	25 158	69
Options		379	-	-	379	2	-	-
Produits pétroliers	Milliers de barils	8 907	5 647	-	14 554	111	25 158	69
Swaps		-	-	-	-	40	-	-
Charbon	Millions de tonnes	-	-	-	-	40	-	-
Swaps		-	-	-	-	-	-	-
Forwards/futures		5 821	13 755	-	19 576	19	21 702	8
CO₂	Milliers de tonnes	5 821	13 755	-	19 576	19	21 702	8
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						(411)		(995)

41.5 COUVERTURES DE JUSTE VALEUR LIÉES AUX MATIÈRES PREMIÈRES

Les couvertures de juste valeur liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2017		31/12/2016	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Charbon et fret	Millions de tonnes	4	3	4	3
Gaz	Millions de therms	(583)	31	(307)	18
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			34		21

Note 42 Instruments dérivés non qualifiés de couverture

La juste valeur des dérivés de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2017	31/12/2016
Juste valeur positive des dérivés de transaction	36.2.1	2 614	3 813
Juste valeur négative des dérivés de transaction	38.1	(2 787)	(4 485)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		(173)	(672)
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	42.1	(33)	(55)
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	42.2	73	(179)
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	42.3	(213)	(438)

42.1 DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION

Les éléments constitutifs des dérivés de taux (*swaps* de taux) détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notionnel au 31/12/2017				Notionnel au 31/12/2016	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2017	31/12/2016
Achats d'options	-	-	519	519	517	15	22
Opérations sur taux d'intérêt	-	-	519	519	517	15	22
Payeur fixe/receveur variable	1 366	1 280	332	2 978	742	(42)	(77)
Payeur variable/receveur fixe	-	330	86	416	406	(8)	(2)
Variable/variable	-	351	-	351	910	1	1
Fixe/fixe	194	70	74	338	418	1	1
Swaps de taux	1 560	2 031	492	4 083	2 476	(48)	(77)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	1 560	2 031	1 011	4 602	2 993	(33)	(55)

42.2 DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION

Les éléments constitutifs des dérivés de change détenus à des fins de transaction se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2017 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notionnel à recevoir au 31/12/2017				Notionnel à livrer au 31/12/2017				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2017
Change à terme	2 438	1 079	8	3 525	2 443	1 089	9	3 541	(23)
Swaps	11 986	4 823	74	16 883	11 960	4 764	73	16 797	96
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	14 424	5 902	82	20 408	14 403	5 853	82	20 338	73

Au 31 décembre 2016 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notionnel à recevoir au 31/12/2016				Notionnel à livrer au 31/12/2016				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2016
Change à terme	2 230	603	-	2 833	2 138	629	-	2 767	3
Swaps	11 279	5 094	-	16 373	11 264	5 368	-	16 632	(182)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	13 509	5 697	-	19 206	13 402	5 997	-	19 399	(179)

42.3 CONTRATS DÉRIVÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE

Les contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture se décomposent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Unités de mesure	31/12/2017		31/12/2016	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
<i>Swaps</i>		(5)	479	(18)	52
Options		4	106	4	118
<i>Forwards/futures</i>		(54)	(403)	(45)	(406)
Électricité	Térawattheures	(55)	182	(59)	(236)
<i>Swaps</i>		894	(132)	8 253	114
Options		(68)	171	338	38
<i>Forwards/futures</i>		19 784	57	(4 169)	(205)
Gaz	Millions de therms	20 610	96	4 422	(53)
<i>Swaps</i>		3 400	94	11 159	27
Options		1 920	3	(247)	(14)
<i>Forwards/futures</i>		108	(3)	(10)	(2)
Produits pétroliers	Milliers de barils	5 428	94	10 902	11
<i>Swaps</i>		(1)	(151)	-	(205)
Options		3	(1)	-	-
<i>Forwards/futures</i>		4	9	45	105
Fret		(4)	17	7	31
Charbon et fret	Millions de tonnes	2	(126)	52	(69)
<i>Swaps</i>		43	-	113	-
Options		-	-	-	-
<i>Forwards/futures</i>		35 583	(57)	2 906	(42)
CO₂	Milliers de tonnes	35 626	(57)	3 019	(42)
<i>Swaps / Options</i>			(56)		258
<i>Forwards/futures</i>			(346)		(308)
Autres matières premières			(402)		(50)
Dérivés incorporés de matières			-		1
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			(213)		(438)

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS

Note 43 Flux de trésorerie

43.1 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Variation des stocks	543	6
Variation de la créance de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	499	(9)
Variation des créances clients et comptes rattachés	636	(1 487)
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	550	91
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs (hors CSPE)	(752)	(536)
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	1 476	(1 935)

43.2 INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS

<i>(en millions d'euros)</i>	2017	2016
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 165)	(1 038)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(14 329)	(13 217)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	747	(142)
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(14 747)	(14 397)

Note 44 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2017. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

44.1 ENGAGEMENTS DONNÉS

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés du Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2017	31/12/2016
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	44.1.1	44 705	46 560
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	44.1.2	17 222	18 605
Engagements donnés liés aux opérations de financement	44.1.3	5 123	5 535
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		67 050	70 700

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir au Groupe des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

44.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations d'exploitation sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Engagements d'achats de combustible et d'énergie ⁽¹⁾	26 728	32 669
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	13 739	10 260
Engagements de location simple en tant que preneur	4 238	3 631
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	44 705	46 560

(1) Hors achats de gaz et services associés.

44.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Le Groupe a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achats d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Le Groupe a également passé avec un certain nombre de producteurs d'électricité des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Au 31 décembre 2017, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	31/12/2017				31/12/2016
		Échéances				Total
		< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés ⁽¹⁾	9 767	1 601	3 310	2 274	2 582	9 267
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽²⁾	391	83	213	95	-	662
Achats de combustible nucléaire	16 570	1 414	6 151	5 285	3 720	22 740
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	26 728	3 098	9 674	7 654	6 302	32 669

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 606 millions d'euros au 31 décembre 2017 (643 millions d'euros au 31 décembre 2016).

(2) Hors achats de gaz et services associés (voir note 44.1.1.1.4).

La diminution des engagements d'achats de combustible et d'énergie est principalement liée à la part des engagements intragroupes du fait de l'acquisition de Framatome, ainsi qu'à la diminution des autres engagements d'achats de combustible nucléaire chez EDF.

44.1.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement d'EDF et d'EDF Energy. 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.

Par ailleurs, 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 s'élèvent à 47 TWh pour l'exercice 2017 (43 TWh pour l'exercice 2016), dont 6 TWh au titre de la cogénération (6 TWh pour 2016), 23 TWh au titre de l'éolien (20 TWh pour 2016), 9 TWh au titre du photovoltaïque (8 TWh pour 2016) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2016).

44.1.1.1.2 Achats d'autres énergies et de matières premières

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de charbon et de fioul utilisés pour le fonctionnement des centrales thermiques et des achats de combustible biomasse utilisé par Dalkia dans le cadre de ses activités.

44.1.1.1.3 Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins du groupe EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

La baisse de ces engagements en 2017 s'explique principalement par l'acquisition de Framatome (voir note 3.2) et l'élimination des engagements intragroupes, EDF étant un client significatif de Framatome.

44.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2017, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

(en milliards de mètres cubes)	Total	31/12/2017			31/12/2016	
		Échéances			Total	
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Edison	154	14	43	97	167	
EDF	24	1	7	16	26	

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Russie, de Libye, d'Algérie et du Qatar, pour une fourniture totale d'un volume maximum de 14,4 milliards de mètres cubes par an. La durée de ces contrats varie entre 3 et 18 ans.

Par ailleurs, Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 100 millions d'euros.

44.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2017, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2017			31/12/2016	
		Échéances			Total	
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Garanties données liées aux activités opérationnelles	7 074	3 215	2 294	1 565	5 883	
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	6 460	3 655	2 117	688	4 212	
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	205	84	102	19	165	
ENGAGEMENTS DONNES LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION ⁽²⁾	13 739	6 954	4 513	2 272	10 260	

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 835 millions d'euros au 31 décembre 2017 (1 121 millions d'euros au 31 décembre 2016).

L'augmentation des engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation est liée à l'intégration des activités de Framatome (voir note 3.2).

44.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
EDF	2 270	1 612
EDF Énergies Nouvelles	1 363	1 617
Edison	1 215	1 432
EDF Energy	732	630
Framatome	714	-
Autres entités	780	592
TOTAL	7 074	5 883

L'évolution de ces engagements donnés par rapport au 31 décembre 2016 s'explique principalement par la reprise des garanties effectuée dans le cadre de l'acquisition de Framatome.

44.1.1.2.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
EDF	2 480	2 434
Framatome	1 878	-
EDF Energy	627	608
Enedis	601	598
Autres entités	874	572
TOTAL	6 460	4 212

L'augmentation des engagements sur achats d'exploitation est liée à l'acquisition de Framatome.

44.1.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Au 31 décembre 2017, les éléments constitutifs des engagements de location simple en tant que preneur sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	31/12/2017			31/12/2016
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS DE LOCATION SIMPLE EN TANT QUE PRENEUR	4 238	748	1 923	1 567	3 631

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location simple non résiliables portant principalement sur des locaux, des équipements, des terrains ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale ainsi que par des contrats de fret maritime dans le cadre des activités de *trading*. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Ils concernent principalement EDF, EDF Énergies Nouvelles et Enedis.

44.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2017, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	31/12/2017			31/12/2016
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	15 827	6 798	8 224	805	17 351
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	569	390	173	6	406
Autres engagements donnés liés aux investissements	826	411	415	-	848
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT ⁽¹⁾	17 222	7 599	8 812	811	18 605

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 428 millions d'euros au 31 décembre 2017 (548 millions d'euros au 31 décembre 2016).

44.1.2.1 Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
EDF	4 689	7 556
EDF Energy	6 428	5 837
Enedis	2 383	2 621
EDF Énergies Nouvelles	1 242	977
Framatome	562	-
Autres entités	523	360
TOTAL	15 827	17 351

La diminution des engagements d'acquisitions d'actifs corporels et incorporels d'EDF s'explique principalement par l'élimination des transactions devenues intra-groupe suite à l'acquisition de Framatome ainsi que par l'avancement du projet EPR de Flamanville 3. La hausse des engagements chez EDF Energy concerne la signature de nouveaux contrats relatifs à la construction du réacteur d'Hinkley Point C.

44.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

L'augmentation des engagements sur acquisitions d'actifs financiers au 31 décembre 2017 concerne principalement l'acquisition de Gas Natural Vendita Italia (GNVI).

Edison a signé le 13 octobre 2017, un accord engageant avec Gas Natural Fenosa, pour l'acquisition de GNVI et l'achat du contrat gazier Shah Deniz II.

Edison achètera 100 % du capital de GNVI, filiale de Gas Natural Fenosa, fournisseur de gaz naturel et d'électricité en Italie. Le prix d'acquisition est fixé à 193 millions d'euros et correspond à une valeur d'entreprise de 263 millions d'euros, après remboursement de dettes et provisions.

L'acquisition de Gas Natural Vendita Italia est soumise à l'accord des autorités européennes de la concurrence, obtenue le 6 février 2018, et la finalisation de la transaction est prévue au premier semestre 2018.

L'accord prévoit également l'achat par Edison, soumis à la finalisation de l'acquisition de GNVI, du contrat long-terme de fourniture de 11 TWh de gaz, en provenance du gisement de Shah Deniz II. Les importations du gaz de Shah Deniz doivent commencer à la fin de l'année 2020, dès l'achèvement du gazoduc trans-adriatique (TAP : Trans Adriatic Pipeline).

Les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables concernent EDF Luminus.

EDF Luminus a signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires qui définit une clause de liquidité pour la participation de ses actionnaires minoritaires, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par une cession de leurs titres *via* une introduction en bourse, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe sur base d'une valeur de marché. Cette clause de liquidité est valable à tout moment du 1er juillet 2018 au 31 décembre 2025.

Enfin, concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) et la société NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) ont fait évoluer, le 12 février 2014, les accords autour de leur participation dans EIG.

Dans ce cadre, C3 dispose désormais d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI à prix fixe et exerçable à tout moment jusqu'en mai 2021. De son côté, NBI bénéficie d'une option de vente à EDF prenant la forme d'un *put* à règlement en espèces, pour la totalité de ses titres EIG, à prix fixe et exerçable sous certaines conditions entre février 2019 et mai 2020.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, l'option de vente de NBI et la promesse unilatérale de vente de C3 sont considérées comme des instruments dérivés dont la valeur nette est présentée en juste valeur positive ou négative des dérivés de transaction. Au 31 décembre 2017, la juste valeur de ces dérivés de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

44.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2017 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa participation à hauteur de 51 % dans CES, société en charge de la construction et de l'exploitation d'un projet d'aménagement hydroélectrique sur la rivière Teles Pires au Brésil, et une garantie maison mère dans le cadre d'un projet d'investissement immobilier.

44.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2017 sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	31/12/2017			31/12/2016
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 250	76	731	3 443	4 637
Garanties financières données	613	349	144	120	644
Autres engagements donnés liés au financement	260	245	15	-	254
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT ⁽¹⁾	5 123	670	890	3 563	5 535

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 692 millions d'euros au 31 décembre 2017 (673 millions d'euros au 31 décembre 2016). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Énergies Nouvelles.

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 Énergies Nouvelles.

44.2 ENGAGEMENTS REÇUS

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements reçus décrits séparément dans les notes détaillées.

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2017	31/12/2016
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	44.2.1	3 635	3 430
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	44.2.2	214	3 663
Engagements reçus liés aux opérations de financement	44.2.3	72	24
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS ⁽²⁾		3 921	7 117

(1) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir notes 44.2.1.4 et 44.2.1.5).

(2) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 38.2.5.

44.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2017 sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	31/12/2017			31/12/2016
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements de location simple en tant que bailleur	780	121	430	229	911
Engagements sur ventes d'exploitation	1 326	181	750	395	829
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1.483	1 042	253	188	1 637
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	46	16	22	8	53
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	3 635	1 360	1 455	820	3 430

44.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

Le Groupe bénéficie à hauteur de 780 millions d'euros d'engagements de location simple en tant que bailleur.

Ces engagements sont principalement issus de contrats de location simple, reconnus comme tels en vertu de l'interprétation IFRIC 4 « Déterminer si un accord contient un contrat de location ». Ils portent principalement sur des projets de production indépendante (IPP) asiatiques et sur des locations immobilières.

44.2.1.2 Engagements sur ventes d'exploitation

Les engagements reçus sur ventes d'exploitations concernent principalement EDF Énergies Nouvelles et sont relatifs à des contrats de prestations d'exploitation, de maintenance et de développement-vente d'actifs structurés.

44.2.1.3 Garanties reçues liées aux activités opérationnelles

Les garanties reçues liées aux activités opérationnelles concernent principalement EDF et sont relatives à des garanties reçues de la part de fournisseurs, notamment dans le cadre des livraisons ARENH.

44.2.1.4 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, le groupe EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;

- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit « historique » pouvant aller jusqu'à 100 TWh ;

44.2.1.5 Engagements de ventes de capacités de regazéification et services associés

Le terminal méthanier de Dunkerque a été mis en service commercialement début 2017. Il dispose d'une capacité annuelle de regazéification de l'ordre de 13 milliards de mètres cubes.

Le groupe Total a souscrit auprès de Dunkerque LNG une capacité de regazéification de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) représentant sur une période de 20 ans, un volume fixe total de 40 milliards de mètres cubes dont 8,5 milliards de mètres cubes pourraient être, sous certaines conditions restrictives, transférés à EDF.

44.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	31/12/2017			31/12/2016
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	214	20	72	122	3 663

La diminution des engagements reçus liés aux opérations d'investissement sur le premier semestre 2017 est liée à la finalisation des transactions engagées au 31 décembre 2016 dans le cadre du plan de cessions (voir note 3.4).

Au 31 décembre 2016, les engagements reçus liés aux opérations d'investissement incluaient principalement un montant de 2 566 millions d'euros au titre de la future cession de 49,9 % de sa filiale RTE *via* la société CTE. Les autres engagements reçus concernaient notamment les futures cessions d'EDF Démász Zrt et des activités de négoce et fret de charbon d'EDF Trading.

Aux termes de l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 et finalisé le 1^{er} avril 2014, EDF dispose d'une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon, à la juste valeur, exerçable entre janvier 2016 et juin 2022. Du fait de ses caractéristiques, cet engagement a une valeur nulle au 31 décembre 2017.

44.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	31/12/2017			31/12/2016
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	72	51	1	20	24

Note 45 Passifs éventuels

À l'exception des éléments mentionnés en note 4.2, les principaux passifs éventuels au 31 décembre 2017 sont les suivants :

45.1 CONTRÔLES FISCAUX

EDF

À la suite de vérifications de comptabilités sur des exercices passés, l'Administration contestait la déductibilité fiscale des provisions pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) de la Société. S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, Enedis et Électricité de Strasbourg notamment. Par deux arrêts en date du 22 novembre 2017, le Conseil d'État a définitivement validé la position de la Société et reconnu le caractère déductible sur le plan fiscal de ces provisions mettant fin à l'ensemble des contentieux afférents.

Pour la période 2008 à 2015, EDF a reçu des propositions de rectifications relatives notamment à la déductibilité fiscale de certains passifs de long terme. Ce redressement réitéré chaque année représente un risque financier cumulé d'impôt sur les sociétés de l'ordre de 536 millions d'euros à fin 2017. Par deux jugements intervenus en septembre 2017, le Tribunal Administratif de Montreuil a reconnu la déductibilité fiscale de ces passifs et validé la position retenue par la Société.

Pour les exercices 2012 et 2015, l'Administration fiscale a notifié à la Société certains des redressements récurrents en matière de Contribution sur la Valeur ajoutée des Entreprises et remis en cause la déductibilité de provisions à long terme.

EDF International

Les contrôles fiscaux d'EDF International sur les exercices 2009 à 2014 se sont traduits par la remise en cause de la valorisation des obligations convertibles en actions mises en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy pour un enjeu total d'environ 310 millions d'euros. EDF International a contesté ce chef de redressements à l'encontre duquel elle estime ses chances de succès probables en contentieux.

45.2 LITIGES EN MATIÈRE SOCIALE

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale concernant notamment le temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière du Groupe, même si ce risque est atténué par la signature en 2016 de l'accord relatif aux forfaits jours.

45.3 ENEDIS - CONTENTIEUX AVEC DES PRODUCTEURS PHOTOVOLTAÏQUES

L'annonce par les pouvoirs publics à l'automne 2010 d'une prochaine révision à la baisse des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque a provoqué une augmentation massive des dépôts de demandes de raccordements (cet afflux s'expliquant par le fait que la date de dépôt de la demande complète de raccordement déterminait alors le tarif applicable). Plusieurs arrêtés ministériels successifs ont ainsi baissé les tarifs d'achat.

Ces baisses n'ayant pas été suffisantes pour enrayer l'afflux de demandes de contrats, le Gouvernement a, par décret du 9 décembre 2010, décidé de la suspension de la conclusion de nouveaux contrats pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas reçu une acceptation de leur proposition technique et financière de raccordement avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois.

Dans ce contexte, un certain nombre de producteurs, ayant perdu le droit au tarif d'obligation d'achat avant le moratoire, ont intenté des procédures indemnitaires contre EDF gestionnaire de réseau de distribution (GRD) dans

les ZNI et Enedis GRD en métropole au motif que les GRD n'auraient pas émis les propositions techniques et financières relatives au raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses.

Si certaines décisions rendues en première instance ont rejeté l'ensemble des demandes des requérants, d'autres leur ont accordé des indemnités.

EDF et Enedis ont souhaité faire application de leur police d'assurance Responsabilité Civile. Les assureurs ont opposé un refus de garantie. La Cour de Cassation a considéré dans un arrêt du 9 juin 2015 (*Green Yellow*) que la garantie des assureurs était due, en même temps qu'elle a reconnu la responsabilité d'Enedis. Les assureurs continuent cependant à refuser leur garantie sur les autres dossiers pendants.

Par ailleurs, par ordonnance du 15 mars 2017, la CJUE a confirmé que les arrêtés des 10 juillet 2006 et 12 janvier 2010 fixant les tarifs d'achat d'électricité d'origine photovoltaïque constitue une « *intervention de l'État ou aux moyens de ressources d'État* », l'un des 4 critères permettant de qualifier une aide d'État. Elle rappelle qu'une telle mesure d'aide mise à exécution sans avoir été préalablement notifiée à la Commission est illégale. Il revient désormais aux juridictions nationales d'en tirer toutes les conséquences, en particulier en écartant l'application de ces arrêtés illégaux.

Les tribunaux de commerce et Cours d'Appel sont appelés à se prononcer dans les prochains mois.

Contestant la mise en cause de leur responsabilité, EDF et Enedis :

- ont décidé de mener une action d'assurance de globalisation des réclamations liées à un même fait dommageable ayant la même cause technique (demandes de raccordement émises entre le 24 et le 31 août 2010), dite sinistre sériel contre leurs assureurs ;
- interjettent appel contre les jugements les plus défavorables rendus en première instance ;
- s'appuient sur l'ordonnance de la CJUE pour faire valoir que les préjudices des producteurs sont basés sur des arrêtés illégaux et sont donc non réparables.

45.3.1 SUN'R

La société SUN'R a déposé une plainte devant l'Autorité de la concurrence (ADLC), le 21 juin 2012, contre EDF et Enedis, assortie d'une demande de mesures conservatoires. La société SUN'R reprochait à Enedis des retards dans la procédure de raccordement de ses installations photovoltaïques et à EDF des retards dans la mise en œuvre des contrats d'obligation d'achat et le paiement des factures afférentes. En outre, selon SUN'R, EDF ENR aurait bénéficié d'un traitement privilégié pour le raccordement de ses installations par Enedis et le paiement de ses factures par EDF.

Par une décision du 14 février 2013, l'ADLC a rejeté toutes les demandes de mesures conservatoires de SUN'R, mais a décidé de poursuivre l'instruction au fond.

Les services d'instruction de l'ADLC ont adressé aux parties le 12 janvier 2018 une proposition de non-lieu concluant à l'absence de pratiques anticoncurrentielles de la part d'EDF, d'Enedis et de RTE. Cette proposition ne préjuge toutefois pas de la décision finale qui sera adoptée par l'ADLC.

Parallèlement à sa plainte devant l'ADLC en 2012, SUN'R a formé le 29 août 2012 une requête en référé-expertise et provision devant le Tribunal administratif de Paris, assortie d'une demande d'indemnité provisionnelle de 1 million d'euros concernant EDF et 2,5 millions d'euros concernant Enedis. Par une ordonnance du 27 novembre 2012, le juge des référés du Tribunal administratif de Paris a rejeté cette requête.

Le 30 avril 2015, SUN'R a assigné Enedis et EDF SA devant le Tribunal de commerce de Paris, afin d'obtenir l'indemnisation du préjudice que lui auraient causé les retards dans le processus de raccordement au réseau de distribution d'électricité de ses projets de centrales de production d'énergie d'origine solaire. Elle demande au Tribunal de surseoir à statuer et réclame, dans l'attente de la décision au fond de l'Autorité de la concurrence, le paiement d'une somme provisionnelle de 10 millions d'euros à valoir sur son préjudice. Par un jugement du 7 novembre 2016, le Tribunal de commerce de Paris a débouté SUN'R de sa demande de provision et prononcé un sursis à statuer jusqu'à ce que l'ADLC rende une décision au fond.

Le 24 novembre 2015, les sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar ont assigné Enedis et EDF SA devant le Tribunal de commerce de Paris sur le même fondement. Elles sollicitent à ce jour près de 4 millions d'euros au titre du préjudice allégué mais demandent au Tribunal de surseoir à statuer jusqu'à la décision au fond de l'Autorité de la concurrence. Par un jugement en date du 4 décembre 2017, le Tribunal de commerce de Paris a débouté les

sociétés Sun West, Azimut 56 et JB Solar de leur demande de provision et prononcé un sursis à statuer jusqu'à ce que l'ADLC rende une décision au fond.

Note 46 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	-	5 220
PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	-	2 109

La diminution des actifs et passifs en vue de leur vente depuis le 31 décembre 2016 est liée au programme de cessions sur les opérations suivantes :

- la cession à la Caisse des Dépôts et CNP Assurances de 49,9 % des éléments du bilan de la société CTE (principalement constitués des titres RTE et d'un emprunt) (voir note 3.4.1) ;
- la cession des actifs d'EDF Polska (voir note 3.4.2) ;
- la cession des actifs d'EDF Démász (voir note 3.4.3) ;
- la cession des activités de négoce et de fret de charbon d'EDF Trading (voir note 3.4.4).

Note 47 Actifs dédiés d'EDF

47.1 RÉGLEMENTATION

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 telles que définies ci-dessus.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. En complément, le décret du 24 juillet 2013 a revu la liste des actifs éligibles en s'inspirant du Code des assurances. Il rend notamment admissibles sous certaines conditions les titres non cotés.

Le décret du 24 mars 2015, contient deux dispositions relatives aux actifs dédiés :

- la dotation annuelle aux actifs de couverture, nette des dotations complémentaires éventuelles aux provisions, doit être positive ou nulle tant que leur valeur de réalisation est inférieure à 110 % du montant des provisions concernées ;
- les biens fonciers des exploitants d'installations nucléaires peuvent, sous certaines conditions, être affectés à la couverture de ces provisions.

Le décret du 19 décembre 2016 autorise, sous certaines conditions, l'affectation aux actifs dédiés de titres de la société CTE qui détient 100 % du capital de RTE au 31 décembre 2017 (voir note 47.2.2 ci-après).

47.2 COMPOSITION ET ÉVALUATION DES ACTIFS DÉDIÉS

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

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

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé en 2013 la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par la Division EDF Invest, créée suite au décret relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires du 24 juillet 2013. EDF Invest cible trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et les fonds d'investissement.

Par ailleurs, suite à l'autorisation délivrée par l'État le 8 février 2013 et compte tenu de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance reconnue par l'État français, représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012.

Cette créance financière a été augmentée dans les comptes au 31 décembre 2015 d'un supplément de créance, estimé alors à 644 millions d'euros, non affecté aux actifs dédiés, correspondant aux déficits de compensation de début 2013 à fin 2015, reconnu par l'État par un courrier ministériel du 26 janvier 2016. Conformément à ce courrier, la créance financière totale porte intérêt à 1,72 % et doit être remboursée selon un échéancier révisé s'étalant jusqu'à fin 2020, qui a été fixé par un arrêté du 2 décembre 2016, sur la base de la confirmation par la Commission de Régulation de l'Énergie du déficit de compensation au titre de 2015.

Le 22 décembre 2016, EDF a cédé une quote-part de 26,4 % de cette créance financière, dont le supplément de créance correspondant aux déficits de compensation de début 2013 à fin 2015, à un pool d'investisseurs.

En conséquence, la valeur de réalisation de la créance conservée, affectée dans sa totalité aux actifs dédiés est calculée à cette date sur la base du prix de cession constaté.

Le montant reçu lié à la cession de la partie de la créance CSPE affectée aux actifs dédiés à hauteur de 894 millions d'euros, a été réinvesti au sein de ces actifs, de même que les flux de remboursement de la créance (voir note 3.7.4).

47.2.1 Placements diversifiés actions et obligations

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir un indicateur global de référence composite qui garantit le maintien de la politique d'investissement à long terme.

Il en résulte sur le plan comptable une logique d'appréciation des placements diversifiés actions et obligations dans leur globalité, en faisant masse des fonds qui les composent, sur la base des flux de trésorerie générés par le portefeuille considéré comme un groupe d'actifs financiers. La cohérence est ainsi assurée avec les spécificités du portefeuille d'actifs dédiés, en particulier l'adossement légal au passif et l'horizon éloigné de décaissements significatifs - les échéances s'étalent ainsi au-delà de 2150.

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente. Le Groupe tient compte des caractéristiques financières spécifiques de ce portefeuille d'actifs dédiés pour exercer son jugement et déterminer si des indicateurs de dépréciation adaptés à la structure même de ce portefeuille doivent être pris en considération.

Compte tenu de ces éléments, le Groupe retient une durée de cinq ans comme critère de durée conduisant à constater une perte prolongée par rapport à la valeur historique. Cette durée correspond à la fourchette basse des

estimations statistiques relatives aux marchés boursiers. Par ailleurs, et à partir des observations statistiques du modèle de gestion actif/passif utilisé sur ce portefeuille, le Groupe juge que le caractère important de la perte de valeur des actifs dédiés s'apprécie à partir d'une perte de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille.

Parallèlement à ces critères généraux de dépréciation et dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe exerce son jugement au travers de règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

47.2.2 Actifs non cotés (EDF Invest)

Les actifs gérés par EDF Invest sont composés de titres non cotés liés à des investissements dans les infrastructures, l'immobilier et des fonds d'investissement.

Au 31 décembre 2017, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 5 408 millions d'euros. Ils incluent notamment :

- 50,1 % de la participation du Groupe dans CTE, coentreprise détenant RTE, conformément au décret n° 2016-1781 du 19 décembre 2016 modifiant le décret du 23 février 2007, pour une valeur de 2 705 millions d'euros au 31 décembre 2017 (3 905 millions d'euros, pour 75,93 % des titres CTE, au 31 décembre 2016) (voir note 3.4.1) ;
- les participations du Groupe dans TIGF, Porterbrook, Autostrade et Q-Park présentées au bilan consolidé au niveau des actifs financiers disponibles à la vente ;
- les participations du Groupe dans Madrileña Red de Gas (MRG), Géosel, Thyssengas, Aéroports de la Côte d'Azur et Central Sicaf présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées.

47.3 VALORISATION DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Le tableau suivant présente les actifs dédiés par nature :

(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	31/12/2017		31/12/2016	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Actions		9 942	9 942	8 010	8 010
Titres de dettes		9 282	9 282	6 866	6 866
Portefeuille trésorerie		104	104	900	900
Actifs dédiés – actions et titres de dettes	Actifs financiers disponibles à la vente	19 328	19 328	15 776	15 776
Dérivés	Juste valeur des dérivés	30	30	(18)	(18)
Autres éléments	Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	-	-
Placements diversifiés actions et obligations		19 358	19 358	15 758	15 758
Créance de CSPE ⁽¹⁾	Prêts et créances financières	3 294	3 349	4 185	4 288
Dérivés	Juste valeur des dérivés	-	-	(2)	(2)
Créance de CSPE après dérivés		3 294	3 349	4 183	4 286
CTE ⁽²⁾	Participations dans les entreprises associées ⁽³⁾	1 241	2 705	1 852	3 905
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées ⁽³⁾	893	944	487	537
Autres actifs ⁽⁵⁾	Actifs financiers disponibles à la vente et autres actifs nets ⁽⁵⁾	1 716	1 759	1 191	1 191
Actifs non cotés (EDF Invest)		3 850	5 408	3 530	5 633
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS ⁽⁴⁾		26 502	28 115	23 471	25 677

(1) Il s'agit de la créance constituée des déficits de compensation accumulés au 31 décembre 2015, déduction faite de la quote-part cédée le 22 décembre 2016 et des remboursements reçus en 2017, conformément à l'échéancier. La valeur de réalisation de la créance CSPE est estimée en tenant compte du niveau des taux de marché.

(2) En 2017, la participation du Groupe de 50,1 % dans CTE (ex C25), société détenant 100 % des titres de RTE. En 2016, 75,93 % de la participation du Groupe dans CTE.

Les titres CTE sont pris en compte pour leur valeur d'équivalence dans les comptes consolidés (valeur comptable du tableau). La valeur de réalisation présentée dans ce tableau s'appuie sur le prix de la transaction réalisée le 31 mars 2017 (voir note 3.4.1).

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

(4) La limitation de la valeur de certains investissements, conformément à l'article 16 du décret n°2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, n'a pas d'effet au 31 décembre 2017. En 2016, en limitant la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n°2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, le montant de cette valeur de réalisation réglementaire était ramené à 24 312 millions d'euros au 31 décembre 2016.

(5) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

Entités structurées - Fonds Communs de Placement

Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) détenus par le Groupe (voir note 1.3.2.9) et présentés sur la ligne Actifs Financiers disponibles à la vente du tableau sont localisés en France et détenus par EDF. Le Groupe n'a pas accordé de soutien financier à ces FCPR.

La valeur des actifs de ces FCPR s'élève à 3 294 millions d'euros au 31 décembre 2017 (1 548 millions d'euros au 31 décembre 2016). Ces FCPR sont constitués principalement de 12 fonds cotés pour 2 906 millions d'euros (au 31 décembre 2016, 9 FCPR cotés pour 1 297 millions d'euros).

47.4 ÉVOLUTIONS DES ACTIFS DÉDIÉS SUR L'EXERCICE 2017

Au 31 décembre 2017, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 108,5 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret 2007-243) n'a pas d'effet au 31 décembre 2017.

Au 31 décembre 2016, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 99,8 % et de 105,4 % hors plafonnements réglementaires prévus par le décret n°2007-243.

Des retraits pour un montant de 378 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2017 (377 millions d'euros en 2016).

L'obligation réglementaire de dotation (article 2-IV du décret n° 2007-243 modifié) au titre de 2016 de 1 095 millions d'euros a été effectuée au premier trimestre 2017, conformément au courrier ministériel du 10 février 2017 (dotation nulle en 2016). Au titre de 2017, l'obligation réglementaire de dotation aux actifs dédiés s'élève à 386 millions d'euros et sera réalisée courant 2018.

Au terme d'une année remarquable pour les marchés actions, portés par une croissance économique mondiale synchronisée et des politiques monétaires encore généreuses, le portefeuille financier affiche une excellente performance, supérieure à son benchmark stratégique. Cette surperformance provient en premier lieu d'un positionnement prudent en termes de sensibilité et d'exposition aux emprunts d'État cœur Euro dans un contexte de légère remontée des taux longs gouvernementaux. Le portefeuille crédit a également fortement surperformé grâce en particulier aux subordonnées bancaires. Enfin, la très légère surexposition actions conservée au cours de l'année a été favorable, ainsi que les gestions actives sélectionnées.

Le 31 mars 2017, EDF a finalisé la cession de 49,9 % du capital de CTE, société détenant la totalité des titres de RTE depuis décembre 2016. Aux termes de cette opération, l'intégralité de la participation détenue par EDF dans la société CTE, soit 50,1 %, est affectée aux actifs dédiés (voir note 3.4.1).

Pour ce qui concerne les actifs non cotés, EDF Invest a poursuivi en 2017 la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement.

EDF Invest a finalisé l'acquisition, le 26 juillet 2017, par le consortium formé par Allianz (60 %), EDF Invest (20 %) et le fonds d'investissement DIF (20 %), de 6,94 % du capital d'Autostrade per l'Italia, l'un des plus grands gestionnaires de concessions autoroutières d'Europe.

En juin et en septembre 2017, EDF Invest a acquis une participation minoritaire, aux côtés de Beni Stabili, filiale italienne de Foncière des Régions, et de Predica, dans Central Sicaf qui gère un portefeuille de bureaux et de locaux techniques intégralement loués à Telecom Italia et auparavant détenu à 100% par Beni Stabili.

En octobre 2017, EDF Invest a finalisé, aux côtés de KKR Infrastructure, l'acquisition d'une participation minoritaire dans la société néerlandaise Q-Park NV, l'un des principaux opérateurs de parcs de stationnement en Europe.

En décembre 2017, EDF Invest a acquis 50% de l'ensemble immobilier Ecowest à Levallois-Perret, loué principalement à la branche Luxe de L'Oréal.

Ces participations sont affectées à la poche « Infrastructures » d'EDF Invest aux côtés notamment des participations dans TIGF, Porterbrook, MRG, Géosel, CTE (société détenant les titres de RTE), Aéroports de la Côte d'Azur et Thyssengas.

Sur l'année 2017, des plus-values nettes de cession du portefeuille financier ont été comptabilisées en résultat financier pour 985 millions d'euros (428 millions d'euros en 2016).

Au 31 décembre 2017, la différence entre la juste valeur et le prix de revient du portefeuille des placements diversifiés obligataires et actions comptabilisée en capitaux propres est positive de 2 118 millions d'euros avant impôt (1 984 millions d'euros au 31 décembre 2016).

L'appréciation par le Groupe de la valeur du portefeuille d'actifs dédiés n'a pas conduit à la comptabilisation de perte de valeur en 2017.

47.5 COUT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2017	31/12/2016
Provisions pour gestion du combustible utilisé - part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	983	820
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs ⁽¹⁾	8 814	8 966
Provision pour reprise conditionnement déchets (RCD)	726	-
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 920	14 122
Provisions pour derniers cœurs - part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	467	450
COUT ACTUALISE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	25 910	24 358

(1) Les provisions pour Gestion à long terme des déchets radioactifs comprenaient à fin décembre 2016 la provision pour reprise et conditionnement des déchets à hauteur de 581 millions d'euros.

47.6 ACTIFS DEDIES DE FRAMATOME ET SOCODEI

Les actifs dédiés de Framatome et Socodei relatifs à des Installations Nucléaires de Base (INB) en France s'élevaient respectivement à 84 millions d'euros et 49 millions d'euros en valeur de réalisation avec un taux de couverture réglementaire de 103,9 % pour Framatome et de 114,7 % pour Socodei (calcul effectué avec les taux d'actualisation et d'inflation du groupe EDF pour les provisions nucléaires en France - voir note 30).

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés s'agissant de Framatome et Socodei figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour des montants de respectivement 81 millions d'euros et 43 millions d'euros (voir note 30).

Note 48 Parties liées

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État ⁽¹⁾⁽²⁾		Total Groupe	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Chiffres d'affaires	580	547	-	-	1 549	1 328	2 129	1 875
Achats d'énergie	3 817	3 651	4	4	2 313	2 418	6 134	6 073
Achats externes	9	4	4	4	1 163	1 065	1 176	1 073
Actifs financiers	238	106	-	-	-	-	238	106
Autres actifs	729	575	-	-	596	754	1 325	1 329
Passifs financiers	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres passifs	1 282	1 106	1	-	552	880	1 835	1 986

(1) Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ainsi que la créance CSPE.

(2) Du fait de l'acquisition de Framatome au 31 décembre 2017 (voir note 3.2), les produits et charges entre le Groupe et Framatome demeurent déclarés en partie liées pour 2017 contrairement aux actifs et passifs qui sont éliminés à la clôture.

48.1 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Les transactions avec les principales entreprises associées (CTE (société détentrice de RTE), CENG, Taishan et Alpiq) sont présentées en note 23.

Les transactions avec les autres entreprises associées, les coentreprises et les sociétés qui ont une activité conjointe avec le Groupe sont principalement constituées de ventes et d'achats d'énergie.

48.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT

48.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 83,50 % du capital d'EDF au 31 décembre 2017. 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.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle de l'énergie fixée par décret du 27 octobre 2016, qui définit notamment les objectifs en matière de production et d'effacement.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz. Il accorde notamment les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production et intervient dans la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution mais également dans la détermination du prix de l'ARENH – conformément au Code de l'énergie – ainsi que du montant de la Contribution au Service Public de l'Électricité.

48.2.2 Relations avec Engie

Le service commun aux deux filiales des groupes EDF et Engie respectivement en charge de la distribution d'électricité et de gaz, Enedis et GrDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale.

48.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement deux entités de l'ex groupe AREVA (Orano et Framatome). Au 31 décembre 2017, le groupe EDF a acquis Framatome (voir note 3.2), les relations avec cette société, en tant que partie liée, ont duré jusqu'à cette date.

Les transactions avec Orano portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, les services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage du combustible usé).

Les transactions avec Framatome sont décrites au paragraphe 3.2.2.

Sur l'amont du cycle

Plusieurs accords importants ont été négociés entre EDF et Orano :

- approvisionnement en uranium naturel : contrats AREVA Mines (maintenant Orano Mining) couvrant la période 2021-2030 ;
- fluoration : contrat sur la période 2019-2030 ;

- enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235 : contrat AREVA NC (maintenant Orano Cycle) pour la période 2019-2030.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point, EDF et AREVA (Orano) ont signé le 29 septembre 2016 : un contrat d'uranium avec AREVA Mines (Orano Mining), un contrat de conversion et un contrat d'enrichissement avec AREVA NC (Orano Cycle).

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et AREVA (Orano) relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont précisées en note 29.1.1.

Relations avec Framatome

EDF et Framatome ont conclu en décembre 2014 un contrat concernant la fourniture d'assemblages de combustible à l'uranium naturel enrichi sur la période 2015-2021.

Un autre accord avec Framatome a été signé par EDF portant sur la fourniture des assemblages du premier cœur de l'EPR de Flamanville 3.

Un contrat de fourniture de grappes de commandes a été signé avec Framatome pour la période 2018-2020.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni sur le site d'Hinkley Point, EDF a signé un contrat de fabrication avec Framatome.

Pour les centrales nucléaires des paliers 900, 1300 MW et N4, EDF et Framatome ont notamment signé :

- en 2011, un contrat pour la fourniture de 32 générateurs de vapeur et un contrat pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande ;
- en août 2012, un contrat de prestations liées aux opérations de remplacement des premiers générateurs de vapeur ;
- mi 2017, un contrat cadre concernant les droits d'utilisation par EDF de la propriété intellectuelle d'AREVA. Ce contrat a vocation à être décliné *via* des accords spécifiques tel celui signé en décembre 2017 pour le Parc Nucléaire ;
- fin 2017, un marché cadre, sans engagement financier, concernant l'exécution de prestations d'ingénierie de conception et de réalisation relatives à la chaudière.

EDF et Framatome ont signé en 2013 deux avenants au contrat initial de 2007 relatif à la chaudière de l'EPR de Flamanville allant de l'étude à la mise en service industrielle.

48.3 RÉMUNERATION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président-Directeur Général, les membres du Comité exécutif (pour la totalité de l'exercice 2017 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination au Comité exécutif si celle-ci est intervenue sur l'exercice), et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 12,2 millions d'euros en 2017 (12,1 millions d'euros en 2016). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable, intéressement et avantages en nature), les avantages postérieurs à l'emploi liés au statut des IEG pour les dirigeants qui en bénéficient, ainsi que les charges patronales correspondantes et les jetons de présence.

En dehors du Président-Directeur Général d'EDF qui pourrait bénéficier d'une indemnité de rupture en cas de révocation de son mandat de Président-Directeur Général, les dirigeants ne bénéficient d'aucun autre régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ autres que celles qui pourraient être éventuellement prévues dans le cadre de négociations contractuelles.

Note 49 Environnement

49.1 DROITS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

En ratifiant le protocole de Kyoto, l'Europe s'est engagée à réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Dans ce cadre, la directive européenne 2003/87/CE a établi, depuis le 1^{er} janvier 2005, un système de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne.

Ce dispositif, décliné au niveau national, prévoit notamment que les acteurs obligés, dont EDF fait partie, doivent restituer annuellement à l'État un nombre de droits d'émission de gaz à effet de serre correspondant à leurs émissions de l'année. Cette Directive est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans, puis une deuxième période de 2008 à 2012 avec une réduction progressive des droits d'émission attribués.

La troisième période, de 2013 à 2020, est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission aux producteurs d'électricité dans certains pays, dont la France et le Royaume-Uni.

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

En 2017, le Groupe a restitué 38 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2016. En 2016, le Groupe avait restitué 46 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2015.

Pour l'année 2017, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 3 millions de tonnes (5 millions de tonnes pour l'année 2016).

Au 31 décembre 2017, le volume des émissions s'élève à 40 millions de tonnes (38 millions de tonnes pour l'année 2016). La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces droits d'émission s'élève à 120 millions d'euros au 31 décembre 2017 (90 millions d'euros au 31 décembre 2016).

49.2 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures développées par les législations nationales, sous l'égide de directives communautaires.

La loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergie (CEE). Les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excèdent un seuil sont soumis sur une période définie à des obligations d'économies d'énergie dont ils se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

En France, ce dispositif a été reconduit par décret n° 2014-1557 du 24 décembre 2014 pour une troisième période du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2017. Cette période se caractérise notamment par un objectif d'économies d'énergie plus ambitieux et des simplifications opérationnelles. Les volumes de CEE obtenus au cours de la deuxième période contribueront à l'atteinte des objectifs de la troisième période.

En application de l'article 30 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, une nouvelle obligation d'économies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique est mise en place à compter du 1^{er} janvier 2016 pour les exercices 2016 et 2017. Cette nouvelle obligation vient s'ajouter aux objectifs d'économies d'énergie de la troisième période. Le volume annuel de cette obligation est défini proportionnellement à l'obligation annuelle d'économies d'énergie.

Une quatrième période triennale d'obligations s'ouvre à compter du 1^{er} janvier 2018 (voir note 4.6).

49.3 CERTIFICATS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

En application de la Directive européenne n° 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie.

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

- l'intégration des coûts liés à la production de cette électricité dans le prix de vente de l'électricité (dispositif en vigueur en France) ;
- la mise en place d'un dispositif de certificats d'énergie renouvelable (dispositif en vigueur au Royaume-Uni et en Belgique).

Le mécanisme des certificats d'énergie renouvelable peut s'appliquer :

- aux producteurs d'électricité non contraints lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Énergies Nouvelles) ;
- aux producteurs d'électricité contraints lorsque l'obligation porte sur la production ;
- aux producteurs d'électricité étant également commercialisateurs lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Energy, EDF Luminus).

Dans le cadre du dispositif de certificats d'énergie renouvelable, le groupe EDF est soumis à une obligation de restitution de certificats d'énergie renouvelable, notamment au Royaume-Uni et en Belgique.

Au 31 décembre 2017, une provision de 781 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et EDF Luminus (Belgique) au titre du déficit de certificats d'énergie renouvelable par rapport aux obligations assignées.

Note 50 Événements postérieurs à la clôture

Les développements postérieurs à la clôture, hormis ceux présentés dans les autres notes des comptes consolidés, sont les suivants :

50.1 CONFIRMATION DE LA DECISION DE LA COMMISSION EUROPEENNE CONCERNANT LE TRAITEMENT FISCAL DES PROVISIONS CREEES ENTRE 1987 ET 1996 POUR LE RENOUELEMENT DES OUVRAGES DU RESEAU D'ALIMENTATION GENERALE (« RAG »).

Le 16 janvier 2018, le Tribunal de l'Union européenne a rejeté le recours d'EDF contre la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 qualifiant d'aide d'État le traitement fiscal de provisions créées entre 1987 et 1996 pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Général (« RAG ») et ordonnant sa récupération par l'État français.

Le 13 octobre 2015, à la suite de cette décision de la Commission, EDF avait remboursé à l'État français le montant d'aide d'État correspondant, soit 1,383 milliard d'euros, cette somme incluant les intérêts. ENEDIS et RTE avaient contribué pour leurs quotes-parts respectives.

Par son arrêt, le Tribunal confirme la décision de la Commission européenne du 22 juillet 2015 en ce qu'elle qualifie d'aide d'État le traitement fiscal des provisions créées pour le renouvellement du RAG. EDF ayant déjà procédé au remboursement de 1,383 milliard d'euros, le 13 octobre 2015, l'exécution de cet arrêt n'implique aucun versement supplémentaire.

La Commission avait déjà adopté une première décision en ce sens le 16 décembre 2003. Cette décision avait été annulée par la Cour de Justice de l'Union européenne dans un arrêt du 5 juin 2012 qui confirmait un arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009. À la suite de cet arrêt, la Commission avait rouvert une enquête au titre des aides d'État, au terme de laquelle elle avait adopté la décision du 22 juillet 2015 attaquée par EDF.

EDF prend acte de cette décision et examinera l'opportunité de former un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne.

Note 51 Périmètre de consolidation au 31 décembre 2017

Les activités du Groupe sont définies comme suit :

- « **Production - Commercialisation** » (P) : production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents. La « Production - Commercialisation » inclut également les activités de trading de matières premières ;
- « **Distribution** » (D) : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité transport basse et moyenne tension ;
- « **Transport** » (T) : exploitation, entretien et développement de réseaux de transport d'électricité haute tension et très haute tension ;
- « **Réacteurs et Services (Framatome)** » (R) : services et fabrication d'équipements et de combustibles pour les réacteurs nucléaires ;
- « **Autres** » (A) : les services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque,...). Cette activité comprend également les holdings et entités d'EDF Invest qualifiées d'actifs dédiés.

51.1 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR INTÉGRATION GLOBALE

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2016	Activité
France – Activités de production et commercialisation				
Électricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Group Support Services (G2S)		100,00	100,00	A
Edvance		95,10	-	A
Immo C47 ⁽¹⁾		100,00	100,00	A
Autres holdings (EDF Invest)		100,00	100,00	A
France – Activités régulées				
Enedis		100,00	100,00	D
Électricité de Strasbourg		88,64	88,64	P, D
EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI)		100,00	100,00	P
Réacteurs et Services (Framatome)				
Framatome ⁽²⁾	France	75,50	-	R
Royaume-Uni				
EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)		100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd.		100,00	100,00	A
EDF Development Company Ltd.		100,00	100,00	A
Italie				
Edison SpA (Edison)		97,45	97,45	P, A
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)		100,00	100,00	A
Autre international				
EDF International SAS	France	100,00	100,00	A
EDF Belgium SA	Belgique	100,00	100,00	P
EDF Luminus SA	Belgique	68,63	68,63	P, A
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	100,00	100,00	P
Ute Paracambi SA	Brésil	100,00	100,00	P
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co, Ltd. (Figlec)	Chine	100,00	100,00	P
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	100,00	100,00	A
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
Unistar Nuclear Energy LLC	États-Unis	100,00	100,00	P
EDF Démász Zrt	Hongrie	-	100,00	P, D, A
EDF Paliwa Sp. z o.o. (Energokrak)	Pologne	-	99,51	A
EDF Polska SA	Pologne	-	99,51	P
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	Pologne	-	49,91	P, A
Elektrociepłownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	Pologne	-	49,11	P, A
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (Meco)	Vietnam	56,25	56,25	P
EDF Chile Spa	Chili	100,00	100,00	P

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

(1) La société Immo C47 était détenue en mise en équivalence au 31 décembre 2016

(2) Acquisition de Framatome le 31 décembre 2017 (voir note 3.2).

Autres métiers		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2016	Activité
EDF Développement Environnement SA	France	100,00	100,00	A
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)	France	100,00	100,00	A
Société Française d'Ingénierie Electronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	France	88,98	55,00	A
Dunkerque LNG	France	65,01	65,01	A
EDF Énergies Nouvelles	France	100,00	100,00	P, A
EDF IMMO et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
Société C2	France	100,00	100,00	A
Société C3	France	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	100,00	100,00	A
CHAM SAS	France	100,00	100,00	A
Dalkia	France	99,94	99,94	A
Citelum	France	100,00	100,00	A
EDF Trading Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
EDF DIN UK Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
Wagram Insurance Company Ltd.	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	93,89	93,89	A
Océane Re	Luxembourg	99,98	99,98	A
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	100,00	100,00	A

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

51.2 SOCIÉTÉ DÉTENUE SOUS FORME D'ACTIVITÉS CONJOINTES

Autres métiers		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2016	Activité
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

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

51.3 SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES PAR MISE EN ÉQUIVALENCE

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2016	Activité
France – Activités de production et commercialisation				
CTE (ex C25) ⁽¹⁾	France	50,10	100,00	A
Elisandra IV (<i> Holding Madrileña Red de Gas</i>) (EDF Invest)	Espagne	20,00	20,00	A
Alba Real Estate SCS (EDF Invest)	Luxembourg	46,50	46,50	A
Géosel Manosque (EDF Invest)	France	38,35	25,00	A
Transport Stockage Hydrocarbures (TSH) (EDF Invest)	France	50,00	50,00	A
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	20,00	-	A
Thyssengaz (EDF Invest)	Allemagne	50,00	-	A
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	France	19,40	-	A
France – Activités régulées				
RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE) ⁽²⁾	France	n.a.	100,00	T
Autre international				
Compagnie Énergétique de Sinop (CES)	Brésil	51,00	51,00	P
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG)	États-Unis	49,99	49,99	P
SLOE Centrale Holding BV	Pays-Bas	50,00	50,00	P
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.	Chine	19,60	19,60	P
Datang Sanmenxia Power Generation Co., Ltd.	Chine	35,00	35,00	P
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd.(TNPJVC)	Chine	30,00	30,00	P
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	Chine	49,00	49,00	P
Nam Theun 2 Power Company (NTPC)	Laos	40,00	40,00	P
Alpiq	Suisse	25,04	25,04	P, D, T, A
Autres métiers				
Domofinance SA	France	45,00	45,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, R = Réacteurs, A = Autres.
n.a. : non applicable

- (1) la Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE » (ex C25), société détenant la société RTE à 100 %. Cette coentreprise était détenue en intégration globale au 31 décembre 2016.
(2) Au 31 décembre 2017, RTE est désormais consolidée dans le sous-groupe CTE et dans le secteur France – Activités de production et commercialisation.

51.4 SOCIÉTÉS POUR LESQUELLES LES DROITS DE VOTE DIFFÈRE DU POURCENTAGE D'INTÉRÊT

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

	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2017	Pourcentage de droits de votes détenus au 31/12/2017
Edison SpA	97,45	99,48
EDF Investissements Groupe SA	93,89	50,00

Note 52 Honoraires des Commissaires aux comptes

Le tableau ci-dessous présente les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2017 :

(en milliers d'euros)

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit - Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 103	22,0	3 012	19,7
Entités contrôlées ⁽¹⁾	5 133	36,4	10 024	65,6
Sous-total	8 236	58,5	13 036	85,3
Services autres que la certification des comptes ⁽²⁾				
EDF	906	6,4	778	5,1
Entités contrôlées ⁽¹⁾	4 944	35,1	1 473	9,6
Sous-total	5 850	41,5	2 251	14,7
TOTAL	14 086	100	15 287	100

(1) Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.

(2) Les prestations fournies couvrent les SACC requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) la réalisation des diligences dans le cadre de l'augmentation de capital réalisée en mars 2017 (ii) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières ou du rapport de l'Organisme Tiers Indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales prévu par l'article L.225-102-1 du code de commerce (iii) des prestations rendues lors de cessions d'entités (iv) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (v) des services de revue de processus opérationnels et de conseil en implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2016

Le tableau ci-dessous rappelle les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2016 :

(en milliers d'euros)

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit - Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 701	21,8	3 535	26,0
Entités contrôlées	6 787	40,0	8 639	63,7
Sous-total	10 488	61,8	12 174	89,7
Services autres que la certification des comptes				
EDF	1 973	11,6	448	3,3
Entités contrôlées	4 507	26,6	951	7,0
Sous-total	6 480	38,2	1 399	10,3
TOTAL	16 968	100	13 573	100