

**COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS
DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2017**

Compte de résultat consolidé

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	S1 2017	S1 2016
Chiffre d'affaires	5	35 723	36 659
Achats de combustible et d'énergie		(19 345)	(18 764)
Autres consommations externes		(3 733)	(3 991)
Charges de personnel		(6 286)	(6 333)
Impôts et taxes		(2 687)	(2 727)
Autres produits et charges opérationnels	6	3 324	4 100
Excédent brut d'exploitation		6 996	8 944
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de <i>trading</i>		(196)	(77)
Dotations aux amortissements		(4 212)	(3 916)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(41)	(15)
(Pertes de valeur)/reprises	7	(32)	(300)
Autres produits et charges d'exploitation	8	1 367	(124)
Résultat d'exploitation		3 882	4 512
Coût de l'endettement financier brut		(879)	(953)
Effet de l'actualisation	9	(1 283)	(1 367)
Autres produits et charges financiers	9	1 174	1 096
Résultat financier		(988)	(1 224)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		2 894	3 288
Impôts sur les résultats	10	(712)	(960)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	13	(93)	(162)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		2 089	2 166
Dont résultat net - part du Groupe		2 005	2 081
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		84	85
Résultat net part du Groupe par action en euros :			
Résultat par action		0,66	0,88
Résultat dilué par action		0,66	0,88

État du résultat global consolidé

	S1 2017			S1 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	2 005	84	2 089	2 081	85	2 166
Juste valeur des actifs disponibles à la vente - variation brute ⁽¹⁾	9	-	9	(132)	-	(132)
Juste valeur des actifs disponibles à la vente - effets d'impôt	(3)	-	(3)	46	-	46
Juste valeur des actifs disponibles à la vente - quote-part des entreprises associées et des coentreprises	27	-	27	2	-	2
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	33	-	33	(84)	-	(84)
Juste valeur des instruments de couverture - variation brute ⁽¹⁾	1 067	(8)	1 059	904	11	915
Juste valeur des instruments de couverture - effets d'impôt	(265)	3	(262)	3	(4)	(1)
Juste valeur des instruments de couverture - quote-part des entreprises associées et des coentreprises	4	-	4	(7)	-	(7)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	806	(5)	801	900	7	907
Écarts de conversion des entités contrôlées	(639)	(126)	(765)	(2 291)	(358)	(2 649)
Écarts de conversion des entreprises associées et des coentreprises	(325)	-	(325)	(101)	-	(101)
Écarts de conversion	(964)	(126)	(1 090)	(2 392)	(358)	(2 750)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat	(125)	(131)	(256)	(1 576)	(351)	(1 927)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - variation brute ⁽²⁾	(150)	13	(137)	461	(28)	433
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt	59	(1)	58	(208)	7	(201)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - quote-part des entreprises associées et des coentreprises	-	-	-	(320)	-	(320)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	(91)	12	(79)	(67)	(21)	(88)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat	(91)	12	(79)	(67)	(21)	(88)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	(216)	(119)	(335)	(1 643)	(372)	(2 015)
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ	1 789	(35)	1 754	438	(287)	151

(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 17.4.1 et 17.4.2.

(2) Les variations brutes des écarts actuariels sont présentées en note 18.3.1.2.

Bilan consolidé

ACTIF <i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2017	31/12/2016
Goodwill	11	8 750	8 923
Autres actifs incorporels		7 630	7 450
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	12	53 682	53 064
Immobilisations en concessions des autres activités	12	7 604	7 616
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	12	71 187	70 573
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	13	6 995	8 645
Actifs financiers non courants	14	37 040	35 129
Autres débiteurs non courants	16	2 164	2 268
Impôts différés actifs		1 955	1 641
Actif non courant		197 007	195 309
Stocks		13 692	14 101
Clients et comptes rattachés	15	21 500	23 296
Actifs financiers courants	14	29 381	29 986
Actifs d'impôts courants		552	183
Autres débiteurs courants	16	10 174	10 652
Trésorerie et équivalents de trésorerie		3 804	2 893
Actif courant		79 103	81 111
Actifs détenus en vue de leur vente	25	1 781	5 220
TOTAL DE L'ACTIF		277 891	281 640

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF <i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2017	31/12/2016
Capital	17	1 444	1 055
Réserves et résultats consolidés		38 308	33 383
Capitaux propres - part du Groupe		39 752	34 438
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		7 086	6 924
Total des capitaux propres		46 838	41 362
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs		44 954	44 843
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires		1 516	1 506
Provisions pour avantages du personnel		21 258	21 234
Autres provisions		1 970	2 155
Provisions non courantes	18.1	69 698	69 738
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	19	46 013	45 692
Passifs financiers non courants	20.1	51 669	54 276
Autres créditeurs non courants	21	4 836	4 810
Impôts différés passifs		2 927	2 272
Passif non courant		175 143	176 788
Provisions courantes	18.1	5 632	5 228
Fournisseurs et comptes rattachés		10 983	13 031
Passifs financiers courants	20.1	14 486	18 289
Dettes d'impôts courants		164	419
Autres créditeurs courants	21	24 155	24 414
Passif courant		55 420	61 381
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	25	490	2 109
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		277 891	281 640

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	Notes	S1 2017	S1 2016
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		2 894	3 288
Pertes de valeur / (reprises)		32	300
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		4 420	4 308
Produits et charges financiers		429	462
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		76	210
Plus ou moins-values de cession		(2 039)	(447)
Variation du besoin en fonds de roulement		482	(1 720)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		6 294	6 401
Frais financiers nets décaissés		(828)	(800)
Impôts sur le résultat payés		(827)	638
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		4 639	6 239
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(115)	(62)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée ⁽¹⁾		1 822	284
Investissements incorporels et corporels		(6 535)	(6 577)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		487	79
Variations d'actifs financiers		(3 276)	(584)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(7 617)	(6 860)
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF		4 005	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽²⁾		224	2
Dividendes versés par EDF	17.2	(75)	(81)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(102)	(119)
Achats/ventes d'actions propres		-	4
Flux de trésorerie avec les actionnaires		4 052	(194)
Emissions d'emprunts		1 870	638
Remboursements d'emprunts		(2 132)	(1 019)
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	17.3	(394)	(401)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		66	69
Subventions d'investissement reçues		344	405
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		(246)	(308)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		3 806	(502)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		828	(1 123)
TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE À L'OUVERTURE			
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		828	(1 123)
Incidence des variations de change		(33)	(99)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		11	7
Incidence des reclassements		105	17
TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE À LA CLOTURE		3 804	2 984

(1) 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 2.5.1).

(2) Apports par augmentations de capital, ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires ou cessions d'intérêts dans des sociétés contrôlées.

Comprend en 2017, un montant de 220 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

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 30 juin 2017 se présente comme suit :

	Capital	Actions propres	Ecart de conversion ⁽¹⁾	Ecart 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 01/01/2017	1 055	(29)	1 637	(1 587)	33 362	34 438	6 924	41 362
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(964)	839	(91)	(216)	(119)	(335)
Résultat net	-	-	-	-	2 005	2 005	84	2 089
Résultat global consolidé	-	-	(964)	839	1 914	1 789	(35)	1 754
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(394)	(394)	-	(394)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 100)	(1 100)	(116)	(1 216)
Achats/ventes d'actions propres	-	(1)	-	-	-	(1)	-	(1)
Augmentation de capital d'EDF ⁽³⁾	389	-	-	-	4 640	5 029	-	5 029
Autres variations ⁽⁴⁾	-	-	-	-	(9)	(9)	313	304
CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2017	1 444	(30)	673	(748)	38 413	39 752	7 086	46 838

(1) Les écarts de conversion varient de (964) millions d'euros au 30 juin 2017 et sont principalement liés à la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

(2) Les variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché et 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 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 2.1) et au paiement en actions du solde de dividendes au titre de 2016 pour un montant de 1 024 millions d'euros (voir note 17.2).

(4) 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.

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 30 juin 2016 se présente comme suit :

	Capital	Actions propres	Ecarts de conversion	Ecarts 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 01/01/2016	960	(38)	4 349	(2 353)	31 831	34 749	5 491	40 240
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	(2 392)	816	(67)	(1 643)	(372)	(2 015)
Résultat net	-	-	-	-	2 081	2 081	85	2 166
Résultat global consolidé	-	-	(2 392)	816	2 014	438	(287)	151
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	(401)	(401)	-	(401)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(1 020)	(1 020)	(141)	(1 161)
Achats/ventes d'actions propres	-	13	-	-	-	13	-	13
Augmentation de capital EDF SA ⁽¹⁾	47	-	-	-	892	939	-	939
Autres variations	-	-	-	-	-	-	(167)	(167)
CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2016	1 007	(25)	1 957	(1 537)	33 316	34 718	4 896	39 614

(1) L'Etat a opté pour le versement du solde du dividende au titre de l'exercice 2015 en actions. Le paiement en actions d'une partie du solde du dividende s'est traduit par une augmentation du capital de 47 millions d'euros accompagnée d'une prime d'émission de 892 millions d'euros correspondant à l'émission de 93 112 364 actions.

(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.

SOMMAIRE DE L'ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

NOTE 1	REFERENTIEL COMPTABLE DU GROUPE.....	10
1.1	DECLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE.....	10
1.2	ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE.....	10
1.3	JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE.....	13
1.4	METHODES D'ÉVALUATION SPÉCIFIQUES AUX ARRÊTES INTERMÉDIAIRES.....	13
1.5	SAISONNALITÉ DE L'ACTIVITÉ.....	14
NOTE 2	EVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DU PREMIER SEMESTRE 2017.....	14
2.1	AUGMENTATION DE CAPITAL D'EDF SA.....	14
2.2	SIGNATURE D'ACCORDS ENGAGEANTS POUR L'ENTRÉE D'INVESTISSEURS STRATÉGIQUES AU CAPITAL DE NEW AREVA NP.....	14
2.3	EDF LEVE PARTIELLEMENT UNE DES CONDITIONS SUSPENSIVES PREVUES DANS LE CONTRAT D'ACQUISITION DE NEW NP.....	15
2.4	PRECISIONS SUR LE PROJET HINKLEY POINT C.....	15
2.5	PLAN DE CESSIONS.....	16
2.6	ÉMISSION D'OBLIGATIONS SAMOURAÏ DE 137 MILLIARDS DE YENS.....	17
2.7	ÉVOLUTIONS RÈGLEMENTAIRES EN FRANCE.....	17
NOTE 3	ÉVOLUTIONS DU PERIMETRE DE CONSOLIDATION.....	21
3.1	PRISE DE CONTRÔLE DE LA SOCIETE FUTUREN.....	21
NOTE 4	INFORMATIONS SECTORIELLES.....	21
4.1	AU 30 JUIN 2017.....	22
4.2	AU 30 JUIN 2016.....	22
	COMPTE DE RÉSULTAT.....	23
NOTE 5	CHIFFRE D'AFFAIRES.....	23
NOTE 6	AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS.....	23
NOTE 7	PERTES DE VALEUR / REPRISES.....	23
7.1	AU 30 JUIN 2017.....	23
7.2	AU 30 JUIN 2016.....	24
NOTE 8	AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION.....	24
NOTE 9	RESULTAT FINANCIER.....	24
9.1	EFFET DE L'ACTUALISATION.....	24
9.2	AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS.....	24
NOTE 10	IMPOTS SUR LES RESULTATS.....	25
	ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES.....	26
NOTE 11	GOODWILL.....	26
NOTE 12	IMMOBILISATIONS CORPORELLES.....	26
NOTE 13	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES ET LES CO-ENTREPRISES.....	27
13.1	COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE).....	28
13.2	CENG.....	29
13.3	ALPIQ.....	30
NOTE 14	ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS.....	30
14.1	RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS.....	30
14.2	DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS.....	31
14.3	PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES.....	31
NOTE 15	CLIENTS ET COMPTES RATTACHES.....	32

NOTE 16	AUTRES DEBITEURS.....	32
NOTE 17	CAPITAUX PROPRES.....	32
17.1	CAPITAL SOCIAL.....	32
17.2	DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES	32
17.3	TITRES SUBORDONNES A DUREE INDETERMINEE	33
17.4	VARIATIONS DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS	33
NOTE 18	PROVISIONS.....	34
18.1	REPARTITION ENTRE LA PART COURANTE ET NON COURANTE DES PROVISIONS.....	34
18.2	PROVISIONS LIÉES A LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - AVAL DU CYCLE, DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS	35
18.3	AVANTAGES DU PERSONNEL.....	36
18.4	AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS EVENTUELS.....	38
NOTE 19	PASSIFS SPECIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE	39
NOTE 20	PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS.....	39
20.1	RÉPARTITION COURANT/NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS	39
20.2	EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	39
20.3	ENDETTEMENT FINANCIER NET	40
NOTE 21	AUTRES CREDITEURS	41
21.1	AVANCES ET ACOMPTES REÇUS	41
21.2	DETTES FISCALES.....	41
21.3	PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME.....	41
NOTE 22	ENGAGEMENTS HORS BILAN.....	41
22.1	ENGAGEMENTS DONNÉS	41
22.2	ENGAGEMENTS REÇUS	43
NOTE 23	ACTIFS DEDIES D'EDF	44
23.1	VALORISATION DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF.....	44
23.2	SITUATION DE COUVERTURE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	45
23.3	ÉVOLUTION DES ACTIFS DEDIES SUR 2017	45
NOTE 24	PARTIES LIEES	45
NOTE 25	ACTIFS ET PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	46
NOTE 26	ÉVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE.....	46
26.1	PLAN DE CESSIONS	46

ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

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

Les comptes consolidés résumés (ci-après « 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 le semestre écoulé au 30 juin 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.

Les comptes consolidés du Groupe au 30 juin 2017 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 27 juillet 2017.

Note 1 Référentiel comptable du groupe

1.1 DECLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du semestre clos le 30 juin 2017 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 30 juin 2017. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les comptes consolidés semestriels sont établis conformément à la norme IAS 34 « Information financière intermédiaire ». Ils ne comportent donc pas l'intégralité des informations requises pour des états financiers annuels complets. A ce titre, ils doivent être lus conjointement avec les états financiers consolidés au 31 décembre 2016.

A l'exception des méthodes décrites dans la note 1.3, les règles d'évaluation et méthodes comptables sont identiques à celles appliquées et décrites dans la note 1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2016.

1.2 ÉVOLUTIONS DU RÉFÉRENTIEL COMPTABLE

1.2.1 Textes adoptés par l'Union européenne

Les deux nouvelles normes adoptées par l'Union européenne et d'application obligatoire pour les exercices ouverts à partir du 1^{er} janvier 2018 sont les suivantes :

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

Le 29 octobre 2016, l'Union européenne a adopté la norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients », d'application obligatoire à partir du 1^{er} janvier 2018. Les amendements associés, sous réserve de leur adoption par l'Union Européenne, seront applicables à la même date que la norme IFRS 15.

Suite aux travaux conduits par le Groupe, les thèmes identifiés à date et susceptibles d'avoir un impact sur le chiffre d'affaires du Groupe à compter de la mise en œuvre de la norme sont les suivants :

- la comptabilisation des produits d'acheminement d'énergie (distinction agent-principal) :
Selon IAS 18, la prestation d'acheminement est comptabilisée 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 la prestation d'acheminement est une obligation de performance distincte ou non au sein du contrat de fourniture d'électricité. 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, y compris la partie relative à la prestation réalisée par un tiers. 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.

En France, les prestations d'acheminement d'électricité sont réalisées par Enedis, le gestionnaire de réseau de distribution et filiale régulée du Groupe. L'incidence de l'analyse agent – principal au regard d'IFRS 15 est ainsi uniquement relative à la présentation du chiffre d'affaires dans l'information sectorielle.

En revanche, les prestations d'acheminement du gaz en France ainsi que les prestations d'acheminement d'électricité et de gaz en Italie, au Royaume-Uni et en Belgique, sont réalisées par des entités tierces au Groupe.

Ce sujet est toujours à l'étude avec une revue des contrats et du cadre réglementaire en vigueur dans chaque pays. Un éventuel traitement du fournisseur en tant qu'agent sur la prestation d'acheminement conduirait à une diminution du chiffre d'affaires et corrélativement des achats liés à la prestation d'acheminement, sans impact significatif sur l'excédent brut d'exploitation.

- Parmi les autres sujets analysés par le Groupe, dans certains pays, les modalités de comptabilisation des transactions d'achat et vente d'énergie sur les marchés dans le cadre des activités d'optimisation pourraient être amenées à évoluer sans toutefois avoir d'impact sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe.
- Le Groupe a identifié d'autres sujets dont la comptabilisation pourrait évoluer mais n'ayant pas d'impacts significatifs sur le résultat du Groupe. Les travaux d'analyse seront poursuivis en fonction de l'évolution du cadre contractuel et de l'activité du Groupe d'ici à la mise en œuvre de la norme.

1.2.1.2 IFRS 9 - Instruments financiers

La norme « IFRS 9 - Instruments Financiers » publiée par l'IASB en juillet 2014, et adoptée par l'Union européenne en date du 29 novembre 2016, remplacera à compter du 1^{er} janvier 2018 la norme « IAS 39 - Instruments financiers ». Cette nouvelle 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.

Mise en œuvre de la norme IFRS 9 dans le Groupe et impacts potentiels

Dès 2015, le Groupe a initié des travaux pour appréhender les conséquences de l'application de la future norme.

À ce stade du projet d'implémentation du nouveau standard, qui comporte plusieurs volets, les conséquences chiffrées de son application sont en cours d'estimation.

Le **volet 1** est relatif au **classement et à l'évaluation** des actifs et passifs financiers.

Les travaux relatifs à l'analyse des modèles de gestion et des caractéristiques contractuelles des actifs financiers du Groupe sont en cours de finalisation.

Les principaux impacts potentiels porteront principalement sur les actifs financiers détenus sous forme de parts dans des Organismes de Placement Collectif (OPC) actions et obligations et à un degré moindre sur les actions détenues et le portefeuille obligataire géré en direct.

- Concernant les parts détenues dans les OPC actions et obligations qui répondent strictement à la définition d'instruments remboursables au gré du porteur, l'application de la norme aura pour effet que les plus ou moins-values latentes sur ces actifs, jusqu'alors comptabilisées en capitaux propres, et recyclées en résultat lors de leur cession, affecteront désormais directement le compte de résultat du Groupe.
- Pour les instruments de capitaux propres non détenus à des fins de transaction et pour lesquels l'option irrévocable de comptabiliser les variations de juste valeur en autres éléments du résultat global (OCI) serait retenue, la norme précise que seuls les dividendes perçus pourront être comptabilisés au compte de résultat. Les pertes et gains latents qui auraient été comptabilisés en OCI tout au long de la détention du titre, ne pourront plus être reconnus au compte de résultat au moment de sa décomptabilisation. Si l'option irrévocable n'est pas retenue, l'application de la norme conduit à comptabiliser les plus ou moins-

values latentes en résultat. Pour rappel, l'exercice ou non de l'option doit être exercée titre par titre. À date, le Groupe n'a pas encore statué sur l'option qu'il retiendra selon les différentes lignes de titres.

Au-delà de parts dans des OPCVM classiques, le Groupe investit également de façon significative, pour les besoins du portefeuille d'actifs dédiés, dans des fonds indiciels cotés (ETF). Ces fonds indiciels cotés sur les marchés réglementés d'Euronext 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. Des discussions de place sont toujours en cours pour déterminer si ces instruments sont des instruments de capitaux propres au regard d'IAS 32 ou bien des instruments de dettes remboursables au gré du porteur. Le traitement IFRS 9 est dépendant des conclusions de ces discussions.

- S'agissant du portefeuille d'obligations détenu en direct, si les flux de trésorerie associés sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à ses intérêts, le principe est une comptabilisation des variations de juste valeur, en capitaux propres recyclables en présence d'un modèle de gestion de « collecte et vente », ou au coût amorti dans le cadre d'un modèle de gestion de « collecte ».

Une grande partie des actifs financiers impactés par ces évolutions concerne le portefeuille financier au sein des actifs dédiés (qui s'élève à 20 116 millions d'euros au 30 juin – voir note 14.2.2), 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 cette norme se traduira par l'accroissement de la volatilité sur le compte de résultat du Groupe, alors même 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.

Le **volet 2** aborde le **modèle de dépréciation** des actifs financiers. La nouvelle norme introduit un modèle unique et prospectif, basé sur les pertes attendues (i.e. la probabilité que la contrepartie fasse défaut sur un horizon de temps donné). Celui-ci s'applique aux actifs financiers évalués au coût amorti, aux titres de dettes évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global, aux créances commerciales ou encore aux créances locatives. Pour mémoire, le modèle actuel de la norme IAS 39 impose de constater une provision dès qu'il y a un évènement de perte avérée (défaut de paiements, retards). Pour les actifs financiers à faible risque de crédit, non dépréciés sous IAS 39, le nouveau modèle de provisionnement basé sur les pertes attendues à 12 mois, pourrait entraîner une augmentation des dépréciations pour risque de crédit dans la mesure où l'ensemble des actifs financiers fera l'objet d'une dépréciation dès l'initiation des opérations ; ce qui n'est pas le cas sous IAS 39. Sur la base des travaux et premiers chiffreages effectués, le Groupe ne s'attend pas à des impacts matériels dans ses comptes consolidés.

Enfin, le **volet 3** portant sur le **modèle général de couverture** vise à aligner plus étroitement la comptabilité de couverture avec les activités de gestion des risques de l'entité, de marché, notamment en élargissant les instruments de couverture éligibles et en assouplissant certaines règles jugées trop restrictives sous IAS 39. Sur ces aspects, le Groupe étudie actuellement les enjeux potentiels sur les stratégies de couverture des risques financiers et sur la documentation et ne s'attend pas à des impacts matériels dans ses comptes consolidés sur la base des analyses menées à date.

À la date de transition

Les dispositions en matière de classement et d'évaluation ainsi que le nouveau modèle de dépréciation d'IFRS 9 sont applicables rétrospectivement en ajustant le bilan d'ouverture en date de première application. En ce qui concerne les dispositions d'IFRS 9 en matière de comptabilité de couverture, celles-ci sont principalement d'application prospective.

1.2.2 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 :

- la norme IFRS 16 « Contrats de locations » ;
- la norme IFRS 17 « Contrats d'assurance » ;
- les amendements à IFRS 15 « Clarifications d'IFRS 15 - Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients » ;
- les amendements à IFRS 10 et à IAS 28 « Vente ou apport d'actifs entre un investisseur et une entreprise associée ou une coentreprise » ;
- les amendements à IAS 12 « Comptabilisation d'actifs d'impôts différés au titre de pertes latentes » ;

- les amendements à IAS 7 dans le cadre du projet « Initiative concernant les informations à fournir » ;
- les amendements à IFRS 2 « Classification et évaluation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions » ;
- les amendements à IAS 40 « Transferts d'immeubles de placement » ;
- les amendements à IFRS 4 « Appliquer la norme IFRS 9 Instruments financiers avec IFRS 4 » ;
- l'interprétation IFRIC 22 « Transactions en monnaies étrangères et contrepartie anticipée » ;
- l'interprétation IFRIC 23 « Comptabilisation des incertitudes à l'égard des impôts sur le résultat ».

L'impact potentiel de ces textes est en cours d'évaluation par le Groupe.

1.2.2.1 IFRS 16 - Contrats de locations

La norme IFRS 16 « Contrats de locations », sous réserve d'adoption par l'Union européenne, sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2019.

Selon cette norme, 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 locations qualifiées de « simples » sont présentées hors bilan.

Le groupe EDF 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.

Parallèlement à ce travail de recensement, une étude est réalisée sur les taux d'actualisation à appliquer lors de la première application de la norme, permettant ainsi d'évaluer les montants d'actifs et de dettes à comptabiliser au titre d'IFRS 16.

1.3 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.

Les principales méthodes comptables impliquant des estimations et jugements sont identiques à celles décrites en note 1.3.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2016.

1.4 METHODES D'ÉVALUATION SPÉCIFIQUES AUX ARRÊTÉS INTERMÉDIAIRES

Les méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêts intermédiaires sont les suivantes :

1.4.1 Avantages du personnel

Le montant de l'engagement au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des autres avantages à long terme au 30 juin est calculé en projetant sur un semestre l'engagement de la clôture annuelle précédente, compte tenu des prestations versées et des mouvements sur les actifs de couverture et ajusté le cas échéant des changements de régime.

Les hypothèses actuarielles entrant dans le calcul des engagements pour avantages du personnel pour les arrêts intermédiaires sont modifiées par rapport à celles utilisées lors des clôtures annuelles si des évolutions significatives interviennent sur certains paramètres (par exemple le taux d'actualisation).

1.4.2 Impôts sur les résultats

La charge d'impôts (exigible et différée) sur le résultat de la période intermédiaire est en général calculée en appliquant au résultat comptable des sociétés intégrées avant impôt la dernière estimation connue du taux effectif d'impôt de l'exercice pour chaque entité ou groupe fiscal.

1.5 SAISONNALITÉ DE L'ACTIVITÉ

Les chiffres d'affaires et excédents bruts d'exploitation intermédiaires sont caractérisés par une forte saisonnalité sur l'année civile, principalement en France. Les variations observées sont notamment liées aux conditions climatiques et à la structure tarifaire propre à chaque période.

Note 2 Evénements et transactions significatifs survenus au cours du premier semestre 2017

2.1 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'Etat 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'Etat 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.

2.2 SIGNATURE D'ACCORDS ENGAGEANTS POUR L'ENTRÉE D'INVESTISSEURS STRATÉGIQUES AU CAPITAL DE NEW AREVA NP

Le 10 juillet 2017, EDF¹ a confirmé la signature des accords engageants d'entrée au capital de NEW NP (ou New AREVA NP) des sociétés :

- MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES² pour une participation de 15 % et potentiellement jusqu'à 19,5% ;
- ASSYSTEM pour une participation à hauteur de 5%.

Le prix de cession pour 100 % de la valeur des fonds propres de NEW NP est confirmé à 2,5 milliards d'euros, hors les éventuels compléments et ajustements de prix et sans reprise de dette financière à la date de réalisation de l'opération.

La signature de ces accords fait suite :

- à la signature par AREVA et EDF, le 15 novembre 2016, du contrat fixant les termes de la cession d'une participation de 51% à 75% du capital de NEW NP, conférant à EDF le contrôle exclusif de cette entité initialement détenue à 100% par AREVA NP. NEW NP regroupera les activités industrielles, de conception

¹ Avec AREVA, sous réserve de confirmation de l'accord de son Conseil d'administration (qui a eu lieu le 12 juillet 2017).

² Sous réserve de l'accord de son Conseil d'administration.

et de fourniture de réacteurs nucléaires et d'équipements, d'assemblages combustible et de services à la base installée du Groupe AREVA ;

- aux discussions qui s'en sont suivies avec des investisseurs stratégiques ayant confirmé leur intérêt et remis des offres pour entrer au capital de NEW NP aux côtés d'EDF.

Les mécanismes d'immunisation¹, les garanties et les conditions de réalisation des transactions définis dans le contrat de cession signé avec EDF le 16 novembre 2016 s'appliquent à ces investisseurs minoritaires.

L'entrée d'EDF et de ces investisseurs tiers au capital de NEW NP interviendra concomitamment, l'objectif de réalisation des différentes transactions étant confirmé pour la fin du second semestre 2017.

EDF reste ouvert à l'entrée d'autres partenaires stratégiques dans le capital de NEW NP.

Des discussions sont également engagées entre EDF et AREVA sur les conditions de mise en œuvre de la décision de la Commission Européenne prescrivant la sortie complète d'AREVA du capital de NEW NP au plus tard d'ici la fin du plan de restructuration d'AREVA, prévue en 2019.

2.3 EDF LEVE PARTIELLEMENT UNE DES CONDITIONS SUSPENSIVES PREVUES DANS LE CONTRAT D'ACQUISITION DE NEW NP

Le 12 juillet 2017, EDF a décidé de lever la condition suspensive relative à l'absence d'anomalie sur le circuit primaire du réacteur EPR de Flamanville 3 prévue par le contrat d'acquisition de NEW NP, pour ce qui concerne la ségrégation carbone identifiée dans les pièces de la cuve du réacteur.

Cette décision fait suite au projet d'avis rendu, le 28 juin 2017, par le Collège de l'ASN sur les résultats du programme de justification de la cuve du réacteur EPR de Flamanville 3.

La réalisation de la transaction, prévue pour le deuxième semestre de l'année 2017, reste soumise notamment à la réalisation de l'entièreté de la condition suspensive relative à l'absence d'anomalie sur le circuit primaire ainsi qu'à la réalisation et la conclusion satisfaisante des audits qualité dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et de Jeumont.

2.4 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 2015², 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 surcoûts³ 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.
- 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 fin 2025, et sur l'identification et la mise en place des plans d'actions destinés à réduire les coûts et les risques.

¹ 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, resteront au sein d'AREVA NP, dans le périmètre d'AREVA SA.

² 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.

³ Nets des plans d'actions.

2.5 PLAN DE CESSIONS

2.5.1 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 respective 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. Il conforte également son ancrage public et son modèle économique et social, tout en maintenant son statut réglementaire actuel de gestionnaire de transport indépendant au sens de la directive européenne.

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.

2.5.2 Cession des actifs d'EDF Polska

Suite à la promesse d'achat unilatérale reçue le 11 mai 2017 et à l'autorisation de son Conseil d'administration, EDF a signé le 19 mai 2017 l'accord relatif à la cession de l'ensemble des activités d'EDF Polska (cogénération et production d'électricité)¹ à PGE Polska Grupa Energetyczna SA².

Cette opération valorise EDF Polska à environ 6,1 milliards de zlotys pour 100 % du périmètre, soit près de 1,4 milliard d'euros³, représentant 4,9 milliards de zlotys (environ 1,1 milliard d'euros³), déduction faite des intérêts minoritaires. Elle fait suite aux négociations engagées en janvier 2017 avec un consortium de sociétés polonaises.

L'ensemble des approbations et autorisations réglementaires requises, notamment l'approbation par les autorités de la concurrence polonaises, l'agrément du gouvernement polonais et la renonciation au droit de préemption de l'agence chargée des propriétés agricoles, devra être obtenu pour poursuivre et finaliser la cession. Sa réalisation pourrait intervenir au cours du second semestre 2017.

Compte tenu du processus de cession en cours des actifs d'EDF Polska, les actifs et passifs concernés sont présentés en actifs et passifs détenus en vue de leur vente depuis le 31 décembre 2016.

2.5.3 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. Cette annonce 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.

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.

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.

2.5.4 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 le premier semestre 2017, d'autres cessions devant intervenir ultérieurement.

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

2.6 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.

2.7 ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES EN FRANCE

2.7.1 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRV)

Tarifs bleus

En application de la loi NOME, depuis le 8 décembre 2015, la mission de proposer les tarifs réglementés de vente a été transférée à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

Celle-ci a publié le 13 juillet 2016 une délibération détaillant les méthodologies et les choix retenus pour l'élaboration des tarifs réglementés de vente selon le principe de l'empilement conforme au décret du 28 octobre 2014 et à la loi NOME.

En vue du mouvement tarifaire prévu au 1^{er} août 2017, elle a publié le 20 juin 2017 un document d'orientations proposant une hausse des TRV Bleu Résidentiels et Bleu Non Résidentiels de 1,7% au 1^{er} août 2017. Ce document a fait l'objet d'une audition par la CRE des parties prenantes le 28 juin 2017. Deux délibérations confirment ces éléments, la délibération portant proposition du 6 juillet 2017 et la délibération portant correction d'erreurs du 20 juillet 2017. Les ministres concernés ont au plus trois mois pour s'opposer à la proposition de la CRE.

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

TURPE 4

La CRE a publié le 2 juin 2016 la délibération portant décision sur l'évolution au 1^{er} août 2016 du TURPE Distribution. Le TURPE Distribution a ainsi augmenté de 1,11 % arrondi à 1,1 %. Cette hausse correspond à une stabilité de l'inflation (0,03 %) et à l'apurement du compte de régularisation des charges et produits (CRCP)¹ de 1,08 %.

S'agissant des tarifs de transport, le TURPE a augmenté de 1,37 % arrondi à 1,4 % au 1^{er} août 2016, correspondant à une stabilité de l'inflation (0,03 %), un apurement du CRCP pour -0,81 %, et à une prise en compte de l'interruptibilité de 2,15 %.

TURPE 5

La CRE a publié le 17 novembre 2016 les délibérations portant décision sur le TURPE Transport et le TURPE Distribution pour la période 2017-2020 avec une date d'entrée en vigueur prévue au 1^{er} août 2017.

Le TURPE 5 Transport prévoit une hausse de 6,76 % au 1^{er} août 2017 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 (hors effets correctifs du CRCP). TURPE 5 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 prévoit une hausse de 2,71 % au 1^{er} août 2017 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 (hors effets correctifs du CRCP). TURPE 5 conserve la méthode prévalant au calcul des charges de capital en modifiant cependant la marge sur actifs à 2,6 % (2,5 % pour TURPE 4) et la rémunération des capitaux propres régulés à 4,1 % (6,1 % pour TURPE 4).

Le Journal Officiel du 28 janvier 2017 a publié les trois décisions de la CRE relatives au TURPE 5 : les deux délibérations sur les TURPE 5 Transport et Distribution précitées, ainsi que la délibération du 19 janvier 2017 en réponse à la demande d'une nouvelle délibération émanant de la ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, chargée des relations internationales sur le climat, par laquelle la CRE maintient sa délibération initiale relative au TURPE 5 Distribution.

EDF a déposé le 3 février 2017 une requête en annulation devant le Conseil d'État à l'encontre des délibérations de la CRE relatives au TURPE 5 Distribution.

Décisions de la Cour d'Appel de Paris (gaz) et du Conseil d'État (électricité)

La Cour d'Appel de Paris, dans un arrêt rendu le 2 juin 2016 a jugé que la société GrDF (distributeur gaz) devait « supporter, au moins en partie, les coûts de gestion des prestations de services rendues par les fournisseurs » de gaz. Elle a aussi enjoint GrDF de conclure un avenant au contrat d'accès au réseau de distribution (CAD) prévoyant le versement à Direct Energie et ENI, sociétés requérantes, d'une « rémunération équitable et proportionnée au regard des coûts évités par le Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD). Elle a, en outre, enjoint GrDF à verser, à titre rétroactif, à Direct Energie, une rémunération à compter de la signature du contrat CAD, soit le 21 juin 2005. Sur le fondement de cette décision, EDF a sollicité GrDF pour obtenir la rémunération des prestations réalisées pour le compte du gestionnaire de réseau gaz à compter de la signature du contrat CAD.

Cette décision dans le domaine du gaz, s'est accompagnée le 13 juillet 2016, dans le domaine de l'électricité, de l'annulation par le Conseil d'État de la délibération de la CRE du 10 décembre 2014 qui rejetait la demande d'Engie de retirer la délibération de la CRE du 26 juillet 2012 relative à la gestion de clients en contrat unique, et qui a mis en place un mécanisme de régulation asymétrique. Le Conseil d'État considère que la rémunération des fournisseurs pour les tâches de gestion clientèle assurées pour le compte des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité ou de gaz ne peut légalement être transitoire et limitée à certains fournisseurs. Le 23 décembre 2016, la société Engie a 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.

La CRE dans sa délibération du 17 novembre 2016 prévoit le principe de la rémunération des fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique par les GRD (« commissionnement fournisseur ») sans en préciser les modalités de calcul. Une consultation organisée par la CRE a été initiée au second trimestre 2017 auprès des parties prenantes, sur la base d'une proposition détaillée, comme annoncé dans la délibération de la CRE du 19 janvier 2017. Cette rémunération rentrera dans les charges couvertes par le TURPE. La CRE envisage de rendre une délibération avant la fin de l'été 2017 sur le sujet.

2.7.3 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 nouveau 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, au titre des charges de l'année 2017, la loi de finances initiale pour 2017 prévoit :

- un compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (CAS) doté d'un montant de 7 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 d'exonérations ;
- un compte « Service public de l'énergie » du budget général doté d'un montant de 2,5 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 et les charges liées à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées.

Le financement du mécanisme est en 2017 assuré de deux manières :

- Le compte d'affectation spéciale « Transition Énergétique » est alimenté par une partie des taxes sur les carburants (TICPE) principalement, ainsi que par la taxe sur les charbons (TICC) ;
- Le budget général est quant à lui alimenté par la taxe sur la consommation d'électricité (CSPE) et la taxe sur la consommation de gaz naturel (TICGN).

La CSPE est une taxe collectée par l'État auprès des fournisseurs d'électricité. Jusqu'en 2016, elle était affectée au financement du compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (CAS), mais elle alimente désormais le budget général de l'État. Son niveau est stable par rapport à 2016. Il est fixé à 22,5 €/MWh pour le plein tarif en 2017, et entre 7,5 €/MWh et 0,5 €/MWh pour 7 niveaux de tarifs réduits déterminés sur des critères d'électro-intensivité, de catégorie d'activité et de risque de fuite carbone des installations.

Par ailleurs, la loi de finance rectificative pour 2016 a modifié le périmètre des charges éligibles à compensation, en y intégrant, à compter du 1^{er} janvier 2017, les coûts liés à la conclusion et à la gestion des contrats d'obligation d'achat.

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges à compenser à EDF (hors annuité de remboursement et intérêts associés) au titre du premier semestre 2017 s'élève à 3 424 millions d'euros, stable par rapport au premier semestre 2016. Cette stabilité reflète deux effets antagonistes : les volumes de production sous obligation d'achat sont en augmentation par rapport au premier semestre 2016, mais la hausse des prix de marché a diminué la compensation unitaire à apporter. Les montants encaissés sur le premier semestre 2017 (hors annuité de remboursement et intérêts associés), au titre du nouveau mécanisme CSPE, s'établissent quant à eux à 3 553 millions d'euros, en hausse par rapport à juin 2016. Cette hausse s'explique principalement par la décision de l'Etat 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 entré en vigueur le 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'élève 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 (1 501 millions d'euros) sous la forme d'une cession Dailly bancaire acceptée par l'Etat. En conséquence, depuis le 1^{er} janvier 2017 EDF perçoit une quote-part de 73,6% des flux payés par l'Etat pour rembourser la créance inscrite dans l'échéancier de remboursement.

A fin juin 2017, un montant de 362 millions d'euros a été perçu par EDF au titre du remboursement du principal et un montant de 33 millions d'euros au titre des intérêts associés, soit un total de 395 millions d'euros conformément à l'arrêté du 13 mai 2016 précisant les modalités de remboursement du déficit de compensation à EDF.

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 doit publier sous peu la délibération constatant les charges de service public au titre de 2016, la nouvelle prévision des charges au titre de 2017 et la prévision des charges au titre de 2018.

2.7.4 Mécanisme de capacité

Le 8 novembre 2016, la Commission européenne a décidé que le mécanisme de capacité proposé par la France était compatible avec la réglementation du marché intérieur en matière d'aides d'État. Cette décision a permis l'entrée en vigueur du mécanisme le 1^{er} janvier 2017.

Deux sessions de marché ont été organisées par EPEX Spot le 15 décembre 2016 et le 27 avril 2017 pour échanger la capacité relative à 2017. Les volumes qui ont été échangés entre obligés (acheteurs de capacités) et exploitants (vendeurs de capacités) représentaient 22,6 GW en décembre 2016 et 0,5 GW en Avril 2017. Le prix d'équilibre s'est quant à lui établi à 10 €/kW en décembre 2016 et à 10,42 €/kW en Avril 2017. Le prix de décembre de 10 €/kW (seule enchère avant l'année de livraison) constitue le « prix de référence marché » de la capacité 2017.

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 la dernière proposition tarifaire de la CRE (délibération du 6 juillet 2017).

De nouvelles sessions de marché auront lieu en novembre et décembre 2017 pour échanger la capacité relative aux années 2018 et 2019.

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).

2.7.5 Tarifs réglementés de vente de gaz en France (TRV)

Le Conseil d'Etat a annulé, par une décision du 19 juillet 2017, le décret du 16 mai 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel au motif que les dispositions légales, sur la base desquelles a été pris ce décret, sont contraires au droit de l'Union européenne (directive 2009/73/CE, interprétée par CJUE, 20 avril 2010, C-265/08, Federutility et CJUE, 7 sept. 2016, C-121/15, ANODE). En effet, à la date du décret attaqué, il n'est plus possible de se fonder sur un objectif d'intérêt économique général pour justifier le maintien de prix réglementés de gaz.

A titre exceptionnel, le Conseil d'Etat prévoit que les effets produits par le décret sont définitifs. Les consommateurs ne pourront donc plus contester les effets déjà produits par le décret ainsi annulé.

Dans son arrêt, le Conseil a distingué le gaz et l'électricité en indiquant que cette dernière « en application de l'article L. 121-1 du code de l'énergie, est un « produit de première nécessité » faisant l'objet d'un approvisionnement « sur l'ensemble du territoire national ».

2.7.6 Certificats d'économie d'énergie (CEE) : mise en place de la quatrième période (2018-2020)

Le décret 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 clients 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 cinq fois le coût actuel de l'obligation classique.

Le groupe EDF mettra tout en œuvre pour accroître progressivement les certificats produits auprès de l'ensemble de ses clients afin d'atteindre l'objectif fixé par l'Etat. 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.

Note 3 Évolutions du périmètre de consolidation

Sur le premier semestre 2017, le Groupe ne connaît pas de variation de périmètre significative hormis la cession partielle de CTE (société détentrice des titres RTE) et la cession de Démász Zrt présentées respectivement en notes 2.5.1 et 2.5.3 ainsi que l'acquisition par EDF Énergies Nouvelles de la société FUTUREN présentée ci-dessous :

3.1 PRISE DE CONTRÔLE DE LA SOCIÉTÉ FUTUREN

Le 9 juin 2017, EDF Énergies Nouvelles a acquis 61,6 % d'actions ordinaires et 96 % des obligations convertibles (OCEANE) de la société Futuren, conformément à l'accord conclu le 10 mai 2017 avec les actionnaires majoritaires de la société.

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).

Au 30 juin 2017, après de nouvelles acquisitions, le Groupe détient ainsi 70,2% des actions ordinaires et 97% des OCEANes. Le groupe Futuren est consolidé en intégration globale.

Suite au franchissement des seuils légaux de 50% du capital et des droits de vote de Futuren, le Groupe a proposé une offre publique d'achat simplifiée (OPAS) portant sur l'ensemble des actions et OCEANes du groupe Futuren non détenues par le Groupe, sur une période ouverte du 6 juillet au 19 juillet 2017. Le rachat est proposé aux mêmes conditions que le rachat des participations des actionnaires majoritaires, soit 1,15€ par action ordinaire et 9,37€ par OCEANE (coupon détaché).

Le 20 juillet 2017, EDF Énergies Nouvelles a annoncé le succès de l'Offre Publique d'Achat Simplifiée. Selon les résultats publiés par l'Autorité des marchés financiers (AMF) le 20 juillet, EDF Énergies Nouvelles détient un total de 240 855 625 actions¹ représentant 87,5% du capital et 87,2% des droits de vote de la société FUTUREN, ainsi que 105 601 OCEANes représentant 62,7% des obligations encore en circulation.

Note 4 Informations sectorielles

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.

Les secteurs retenus par le Groupe sont inchangés par rapport à ceux décrits en note 6.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2016.

¹ Après conversion des 5 916 569 OCEANes détenues par le groupe EDF Énergies Nouvelles au 5 juillet.

4.1 AU 30 JUIN 2017

<i>(en millions d'euros)</i>	France - Activités de production et commercia- lisation	France - Activités régulées	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres métiers	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :								
Chiffre d'affaires externe	18 051	2 851	4 424	4 960	2 477	2 960	-	35 723
Chiffre d'affaires inter-secteur	513	5 323	3	8	60	851	(6 758)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	18 564	8 174	4 427	4 968	2 537	3 811	(6 758)	35 723
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	2 453	2 400	627	426	275	815	-	6 996
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	2 233	995	120	(33)	155	412	-	3 882

4.2 AU 30 JUIN 2016

L'information au 30 juin 2016 a été retraitée selon la segmentation opérationnelle retenue dans les comptes consolidés au 31 décembre 2016 (voir note 6.1 des comptes consolidés au 31 décembre 2016).

<i>(en millions d'euros)</i>	France - Activités de production et commercia- lisation	France - Activités régulées	Royaume- Uni	Italie	Autre international	Autres métiers	Éliminations inter- secteurs	Total
Compte de résultat :								
Chiffre d'affaires externe	18 122	2 655	4 985	5 551	2 622	2 724	-	36 659
Chiffre d'affaires inter-secteur	561	5 470	3	10	86	804	(6 934)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	18 683	8 125	4 988	5 561	2 708	3 528	(6 934)	36 659
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	3 450	2 791	1 118	328	363	894	-	8 944
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	1 991	1 454	445	(69)	(36)	727	-	4 512

COMPTE DE RÉSULTAT

Note 5 Chiffre d'affaires

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

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2017	S1 2016
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	34 555	35 519
Autres ventes de biens et de services	851	837
Trading	317	303
CHIFFRE D'AFFAIRES	35 723	36 659

L'évolution du chiffre d'affaires observée au premier semestre 2017 (-2,6 %) s'explique principalement par la diminution du chiffre d'affaires en Italie et au Royaume-Uni.

Au Royaume-Uni, la baisse du chiffre d'affaires s'explique principalement par la dépréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro.

En Italie, la diminution du chiffre d'affaires résulte essentiellement des activités hydrocarbures, en raison de la baisse des prix du gaz, et de la diminution des volumes de ventes d'électricité.

En France, les activités de production et commercialisation présentent un chiffre d'affaires quasi stable sur le premier semestre 2017, dans un contexte de moindre production, en lien avec des arrêts de réacteurs pour contrôles supplémentaires initiés en 2016 et une faible hydraulité depuis le début de l'année.

Note 6 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels comprennent principalement la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) reçue ou à recevoir par EDF dont le mécanisme se traduit par la comptabilisation dans les comptes consolidés d'un produit de 3 424 millions d'euros au premier semestre 2017 (3 787 millions d'euros au premier semestre 2016).

Note 7 Pertes de valeur / reprises

7.1 AU 30 JUIN 2017

Hypothèses générales et pertes de valeur

Des tests de pertes de valeur sont réalisés dans le cadre de la clôture annuelle. Des tests de dépréciation sont par ailleurs mis en œuvre dans le cadre de la clôture semestrielle, en cas d'indice de perte de valeur.

Les conditions de marché sont restées relativement stables en Europe sur le premier semestre 2017, n'entraînant pas de risque additionnel sur les actifs du Groupe à ce titre.

Le Groupe a comptabilisé (32) millions d'euros de dépréciations au 30 juin 2017 relatives à certains actifs immobiliers en France.

Par ailleurs, le Groupe a annoncé le 3 juillet 2017 une nouvelle estimation des coûts à terminaison pour le projet HPC (voir note 2.4). Cette nouvelle estimation des coûts n'est pas de nature à introduire un risque de dépréciation du goodwill d'EDF Energy au 30 juin 2017. Pour rappel, les analyses de sensibilité communiquées dans les comptes

consolidés 2016 (note 13.2) démontraient que l'excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable d'EDF Energy restait substantiel en simulant à titre illustratif plusieurs scénarios de dégradation des hypothèses retenues sur Hinkley Point C en termes de coûts et de délais.

Enfin des pertes de valeur au titre des entreprises associées ont également été enregistrées au 30 juin 2017 à hauteur de (341) millions d'euros ; celles-ci sont présentées en note 13.

7.2 AU 30 JUIN 2016

Des pertes de valeur pour un montant de (300) millions d'euros avaient été comptabilisées au premier semestre 2016.

Elles concernaient principalement :

- les centrales thermiques en Pologne pour (197) millions d'euros sur l'UGT Electricité ;
- et d'autres pertes de valeur sur des actifs spécifiques pour (103) millions d'euros.

Des pertes de valeur pour un montant de (458) millions d'euros avaient par ailleurs été comptabilisées au titre des entreprises associées (voir note 13).

Note 8 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à 1 367 millions d'euros au premier semestre 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 2.5.1).

Au premier semestre 2016, ils s'élevaient à (124) millions d'euros.

Note 9 Résultat financier

9.1 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.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2017	S1 2016
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(444)	(531)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽¹⁾	(790)	(794)
Autres provisions et avances	(49)	(42)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(1 283)	(1 367)

(1) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 14.3).

9.2 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS

Les autres produits et charges financiers incluent sur le premier semestre 2017 des plus-values nettes de cessions relatives aux actifs dédiés d'EDF à hauteur de 491 millions d'euros (256 millions d'euros sur le premier semestre 2016).

Note 10 Impôts sur les résultats

Les impôts sur les résultats s'élèvent à (712) millions d'euros au premier semestre 2017, correspondant à un taux effectif d'impôt de 24,6 % (contre une charge de (960) millions d'euros correspondant à un taux effectif d'impôt de 29,2 % au premier semestre 2016). La diminution du taux effectif d'impôt entre juin 2017 et juin 2016 est essentiellement liée à l'opération de cession partielle de CTE, réalisée le 31 mars 2017 (voir note 2.5.1).

ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES

Note 11 Goodwill

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

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2017
Valeur nette comptable au 31/12/2016	8 923
Acquisitions	36
Cessions	-
Pertes de valeur	-
Ecart de conversion	(209)
Autres mouvements	-
VALEUR NETTE COMPTABLE AU 30/06/2017	8 750
Valeur brute à la clôture	9 522
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(772)

Au premier semestre 2017, les variations observées sont liées principalement à des écarts de conversion pour (209) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Note 12 Immobilisations corporelles

La valeur nette des immobilisations corporelles se répartit comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2017	31/12/2016
Immobilisations	52 074	51 489
Immobilisations en cours	1 608	1 575
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	53 682	53 064
Immobilisations	6 092	6 010
Immobilisations en cours	1 512	1 606
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	7 604	7 616
Immobilisations de production	45 757	46 350
Immobilisations en cours	25 284	24 059
Immobilisations financées par location-financement	146	164
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	71 187	70 573

Au 30 juin 2017, les immobilisations corporelles en cours de production du domaine propre incluent notamment les investissements relatifs aux réacteurs EPR de Flamanville 3 pour 11 133 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 2 103 millions d'euros), et de Hinkley Point C pour 4 272 millions d'euros (incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 37 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 corporelles (dont immobilisations en cours) intègrent également sur le semestre un effet de change de (713) millions d'euros, du fait notamment de la dépréciation de la livre sterling et du dollar américain par rapport à l'euro.

La valeur nette des immobilisations hors immobilisations en cours et financées par location-financement se répartit comme suit :

	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
<i>(en millions d'euros)</i>			
Valeurs brutes au 30/06/2017	94 838	14 084	117 583
Amortissements et pertes de valeur au 30/06/2017	(42 764)	(7 992)	(71 826)
VALEURS NETTES AU 30/06/2017	52 074	6 092	45 757
Valeurs nettes au 31/12/2016	51 489	6 010	46 350

Les actifs de réseaux représentent l'essentiel des montants des immobilisations en concession de distribution publique soit 88 189 millions d'euros en valeur brute et 49 339 millions d'euros en valeur nette au 30 juin 2017 (86 959 millions d'euros en valeur brute et 48 818 millions d'euros en valeur nette au 31 décembre 2016).

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

	Terrains et constructions	Réseaux	Installations production nucléaire	Installations production thermique et hydraulique	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
VALEURS NETTES AU 30/06/2017	5 861	7	21 772	8 794	9 323	45 757
Valeurs nettes au 31/12/2016	5 680	8	22 689	8 098	9 875	46 350

Note 13 Participations dans les entreprises associées et les co-entreprises

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

<i>(en millions d'euros)</i>	Activité principale ⁽¹⁾	30/06/2017			30/06/2016	31/12/2016	
		Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	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	1 228	153	n/a	n/a	n/a
RTE	T	n/a	n/a	n/a	171	2 558	403
CENG	P	49,99	1 630	(373)	(478)	2 120	(485)
Alpiq ⁽³⁾	P, D, A, T	25,04	653	52	(18)	606	-
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises							
			3 484	75	163	3 361	300
TOTAL			6 995	(93)	(162)	8 645	218

n/a = non applicable

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

(2) Au 30 juin 2017, 50,1 % d'intérêts dans CTE (coentreprise détenant les titres de RTE) (voir note 2.5.1). 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 second trimestre 2017.

(3) 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 juin 2017 (intégrant les résultats définitifs publiés par le groupe Alpiq en mars 2017).

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement Taishan (TNPJVC) pour 1 122 millions d'euros, Nam Theun Power Company (NTPC) pour 250 millions d'euros et des participations détenues par EDF Énergies Nouvelles, EDF SA et Edison.

Sur le premier semestre 2017, (341) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises sur les actifs de CENG (voir note 13.2.3).

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 13.2.3).

13.1 COENTREPRISE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (CTE)

13.1.1 Éléments financiers de CTE

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

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2017 ⁽¹⁾
Actifs non courants	16 892
Actifs courants	1 707
Total actif	18 599
Capitaux propres	2 450
Passifs non courants	12 852
Passifs courants	3 297
Total des capitaux propres et du passif	18 599
Chiffre d'affaires	2 362
Excédent brut d'exploitation	740
Résultat net	144
Endettement financier net	11 002
Gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-
Dividendes versés au Groupe	-

(1) Les données du 30 juin 2017 correspondent aux données du palier CTE (coentreprise détenant les titres de RTE - voir note 2.5.1) sur le premier semestre 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.

13.1.2 Opérations entre le groupe EDF et CTE

Au 30 juin 2017, les principales opérations entre le groupe EDF et CTE sont les suivantes et concernent RTE.

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 le premier semestre 2017, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec Enedis de 1 823 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE a réalisé au cours du premier semestre 2017 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF et Enedis pour respectivement 87 millions d'euros et 95 millions d'euros ;
- des achats de services système à EDF pour un montant de 138 millions d'euros.

13.2 CENG

13.2.1 Éléments financiers de CENG

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

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2017	31/12/2016
Actifs non courants	8 832	10 164
Actifs courants	922	1 020
Total actif	9 754	11 184
Capitaux propres	3 260	4 240
Passifs non courants	6 094	6 521
Passifs courants	399	423
Total des capitaux propres et du passif	9 754	11 184
Chiffre d'affaires	545	1 059
Excédent brut d'exploitation	106	305
Résultat net ⁽¹⁾	(745)	(971)
Gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	(235)	169
Dividendes versés au Groupe	-	-

(1) Dont pertes de valeurs à 100% pour (682) millions d'euros au 30 juin 2017 et (916) millions d'euros au 31 décembre 2016.

13.2.2 Opérations entre le groupe EDF et CENG

Au 30 juin 2017, les principales opérations 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 prévoient la livraison à EDF Trading North America de 49,99 % de la production des trois centrales de CENG à prix de marché.

Ces ventes d'énergie de CENG à EDF Trading North America ont représenté un volume de 7,5 TWh sur le premier semestre 2017.

13.2.3 Pertes de valeur

Au 30 juin 2016, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans CENG avaient été comptabilisées pour un montant de (458) millions d'euros du fait d'une dégradation des prix forwards et des prix de long terme de l'électricité.

Au 30 juin 2017, le Groupe a constaté une perte de valeur complémentaire de (341) millions d'euros.

Cette dépréciation résulte en premier lieu d'une nouvelle dégradation de l'environnement de marché caractérisée par une diminution des prix *forward* de l'électricité et une révision à la baisse par les organismes externes (ABB, IHS, ...) de leurs trajectoires de prix long terme, ainsi que par une rémunération de capacité en deçà des prévisions suite aux résultats des dernières enchères.

Le calcul de la valeur d'utilité tient compte de la mise en œuvre dans l'Etat 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 judiciaires et législatifs 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.

13.3 ALPIQ

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. Ce plan prévoyait notamment l'ouverture jusqu'à 49 % de son portefeuille hydroélectrique et des désinvestissements pour alléger le portefeuille.

A l'occasion de la publication de ses comptes annuels 2016, le 6 mars 2017, Alpiq a indiqué la mise en œuvre de son plan de transformation stratégique avec des désinvestissements d'actifs non stratégiques réalisés en 2016. Le processus d'ouverture du portefeuille hydroélectrique, jusqu'à 49 % maximum, n'est pas encore terminé ; Alpiq ayant indiqué que des transactions seraient conclues uniquement si les trois critères prix, conditions contractuelles et sécurité de la transaction étaient remplis.

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.

A date, et depuis la publication des résultats annuels 2016 d'Alpiq en mars 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 30 juin 2017.

Le Groupe continuera de suivre avec attention la mise en œuvre effective du plan stratégique d'envergure déployé par Alpiq. Si par ailleurs le groupe Alpiq était amené à enregistrer des pertes de valeur à l'occasion de la publication de ses comptes consolidés semestriels 2017 le 28 août 2017, le groupe EDF en tirerait les conséquences dans ses comptes annuels 2017.

Note 14 Actifs financiers courants et non courants

14.1 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>	30/06/2017			31/12/2016		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	2 888	-	2 888	3 813	-	3 813
Actifs financiers disponibles à la vente	23 972	21 008	44 980	22 402	17 888	40 290
Juste valeur positive des dérivés de couverture	754	3 106	3 860	2 157	3 899	6 056
Prêts et créances financières	1 767	12 926	14 693	1 614	13 342	14 956
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS ⁽¹⁾	29 381	37 040	66 421	29 986	35 129	65 115

(1) Dont dépréciation pour (557) millions d'euros au 30 juin 2017 ((566) millions d'euros au 31 décembre 2016).

14.2 DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS

14.2.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2017	31/12/2016
Juste valeur positive des dérivés de transaction	2 888	3 813
ACTIFS FINANCIERS A LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RESULTAT	2 888	3 813

Les actifs financiers à la juste valeur par résultat concernent principalement EDF Trading.

14.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2017			31/12/2016		
	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	10 445	9 671	20 116	9 201	7 766	16 967
Actifs liquides	5 831	17 944	23 775	4 507	17 759	22 266
Autres titres	985	104	1 089	944	113	1 057
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	17 261	27 719	44 980	14 652	25 638	40 290

(1) Actions ou OPCVM.

Les actifs financiers disponibles à la vente classés en niveau 3 - données non observables - correspondent principalement à des titres de sociétés non consolidées. Ils représentaient un montant de 596 millions d'euros au 31 décembre 2016 et aucune variation n'a été constatée sur le premier semestre 2017.

Les placements diversifiés obligataires et les actions portés par les actifs dédiés d'EDF sont principalement comptabilisés en « Actifs financiers disponibles à la vente ». Des informations détaillées relatives aux actifs dédiés d'EDF sont présentées en note 23. La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 47 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2016.

14.3 PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti.

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2017	31/12/2016
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	8 637	8 743
Prêts et créances financières – CSPE ⁽¹⁾	3 822	4 185
Autres prêts et créances financières	2 234	2 028
PRETS ET CREANCES FINANCIERES	14 693	14 956

(1) Dont 3 822 millions d'euros affectés aux actifs dédiés au 30 juin 2017 (4 185 millions d'euros au 31 décembre 2016).

Au 30 juin 2017, 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 8 637 millions d'euros au 30 juin 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 2015 et des coûts de portage associés, déduction faite de la quote-part cédée le 22 décembre 2016 (voir note 3.6 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2016). Les remboursements reçus au cours de l'exercice 2017 s'élèvent à 395 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.

Note 15 Clients et comptes rattachés

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

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2017	31/12/2016
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading - valeur brute	19 756	21 022
Clients et comptes rattachés EDF Trading - valeur brute	2 801	3 331
Dépréciations	(1 057)	(1 057)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHES – VALEUR NETTE	21 500	23 296

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

Note 16 Autres débiteurs

Au 30 juin 2017, les autres débiteurs intègrent un produit à recevoir au titre de la créance de CSPE, à hauteur de 1 554 millions (1 647 millions d'euros au 31 décembre 2016). L'autre partie de la créance CSPE figure en Prêts et créances financières (voir note 14.3).

Note 17 Capitaux propres

17.1 CAPITAL SOCIAL

Au 30 juin 2017, le capital social s'élève à 1 443 677 137 euros, composé de 2 887 354 274 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 83,40 % par l'État, 15,25 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,25 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,10 % 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 2.1).

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.

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.

17.2 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.

17.3 TITRES SUBORDONNES A DUREE INDETERMINEE

Au 30 juin 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 394 millions d'euros au premier semestre 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.

Sur le deuxième semestre 2017, une rémunération d'environ 174 millions d'euros a été versée, en juillet 2017, par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

17.4 VARIATIONS DE JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

17.4.1 Actifs financiers disponibles à la vente

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>	S1 2017		S1 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	304	308	45	215
Actifs liquides	63	53	34	(2)
Autres titres	3	-	2	-
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES A LA VENTE ⁽³⁾	370	361	81	213

(1) +(-) : augmentation / (diminution) des capitaux propres - part du Groupe.

(2) +(-) : augmentation / (diminution) du résultat - part du Groupe.

(3) Hors coentreprises et entreprises associées.

Les variations brutes de juste valeur sur le premier semestre 2017 concernent principalement EDF pour 7 millions d'euros, dont (4) millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Les variations brutes de juste valeur sur le premier semestre 2016 concernent principalement EDF pour (134) millions d'euros, dont (170) millions d'euros au titre des actifs dédiés.

17.4.2 Actifs financiers de couverture

Les variations de juste valeur des instruments financiers de couverture enregistrées en capitaux propres - part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	S1 2017			S1 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 impactant le 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 impactant le résultat Inefficacité
<i>(en millions d'euros)</i>						
Couverture de taux	24	(9)	-	(18)	-	-
Couverture de change	(975)	(927)	4	(154)	(61)	(11)
Couverture d'investissement net à l'étranger	317	(26)	-	1 177	-	-
Couverture de matières premières	(202)	(941)	(3)	382	544	25
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE ⁽³⁾	(836)	(1 903)	1	1 387	483	14

(1) +/(-) : augmentation / (diminution) des capitaux propres - part du Groupe.

(2) +/(-) : augmentation / (diminution) du résultat - part du Groupe.

(3) Hors coentreprises et entreprises associées.

Note 18 Provisions

18.1 REPARTITION ENTRE LA PART COURANTE ET NON COURANTE DES PROVISIONS

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se présente comme suit :

	Notes	30/06/2017			31/12/2016		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour aval du cycle nucléaire	18.2	1 406	20 739	22 145	1 463	20 823	22 286
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	18.2	253	24 215	24 468	208	24 020	24 228
Provisions liées à la production nucléaire	18.2	1 659	44 954	46 613	1 671	44 843	46 514
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires		106	1 516	1 622	63	1 506	1 569
Provisions pour avantages du personnel	18.3	1 138	21 258	22 396	1 100	21 234	22 334
Autres provisions	18.4	2 729	1 970	4 699	2 394	2 155	4 549
TOTAL PROVISIONS		5 632	69 698	75 330	5 228	69 738	74 966

18.2 PROVISIONS LIÉES A LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - AVAL DU CYCLE, DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES ET DERNIERS CŒURS

Sur le premier semestre 2017, 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	Ecart de conversion	Autres mouvements	30/06/2017
Provisions pour gestion du combustible utilisé	12 429	261	(530)	282	(45)	(82)	12 315
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	9 857	16	(223)	210	(24)	(6)	9 830
Provisions pour aval du cycle nucléaire	22 286	277	(753)	492	(69)	(88)	22 145
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	20 568	1	(69)	481	(167)	1	20 815
Provisions pour derniers cœurs	3 660	-	-	81	(36)	(52)	3 653
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	24 228	1	(69)	562	(203)	(51)	24 468
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	46 514	278	(822)	1 054	(272)	(139)	46 613

La répartition par société, des provisions liées à la production nucléaire, n'a pas évolué de manière significative au premier semestre 2017 (voir note 29 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2016).

18.2.1 Provisions nucléaires en France

L'évaluation des provisions pour aval du cycle du combustible nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une ré-estimation 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 cadre réglementaire et contractuel relatif aux provisions nucléaires en France ainsi que les principales modalités d'évaluations des provisions sont décrits en note 29.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2016.

Taux d'actualisation

Les modalités de calcul du taux d'actualisation sont identiques à celles utilisées au 31 décembre 2016 et également décrites en note 29.1.5 de l'annexe aux comptes précitée.

Le taux d'actualisation est inchangé et s'établit à 4,2 % au 30 juin 2017 prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,5 % également inchangée.

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Depuis l'arrêté du 24 mars 2015, le taux d'actualisation doit être inférieur :

- à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les 120 derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point » ;
- 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 4,2 % au 30 juin 2017 (4,3 % au 31 décembre 2016).

Par un courrier en date du 10 février 2017, les ministres de l'Économie et des Finances, et de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, ont annoncé leur décision de faire évoluer la formule de calcul du plafond réglementaire du taux d'actualisation, à compter de 2017. Cette décision sera traduite dans une évolution de l'arrêté du 21 mars 2007, modifié par celui du 24 mars 2015. Cette modification fait suite à des travaux entre les exploitants nucléaires et les pouvoirs publics, visant à établir une formule du taux

plafond qui tient compte de la durée élevée des passifs nucléaires et des objectifs prudentiels en termes de sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme.

La nouvelle formule conduirait, de façon progressive sur une durée de 10 ans, à partir du plafond réglementaire constaté au 31 décembre 2016 (4,3 %), à un plafond égal, en 2026, à la moyenne sur les quatre dernières années de l'échéance constante à trente ans (TEC 30), majorée de 100 points de base.

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.

	30/06/2017		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	18 852	10 661	18 460	10 658
Gestion à long terme des déchets radioactifs ⁽¹⁾	29 733	8 934	29 631	8 966
AVAL DU CYCLE NUCLEAIRE	48 585	19 595	48 091	19 624
Déconstruction des centrales nucléaires	26 752	14 354	26 616	14 122
Derniers cœurs	4 302	2 305	4 344	2 287
DECONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	31 054	16 659	30 960	16 409

(1) dont provision au titre de la reprise et du conditionnement des déchets.

18.2.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy

Le cadre réglementaire et contractuel relatif aux provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales d'EDF Energy est décrit en note 29.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2016.

18.3 AVANTAGES DU PERSONNEL

18.3.1 Groupe EDF

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2017	31/12/2016
Provision pour avantages du personnel - part courante	1 138	1 100
Provision pour avantages du personnel - part non courante	21 258	21 234
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	22 396	22 334

18.3.1.1 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 du premier semestre 2017	1 001	(237)	764
Ecart actuariels	75	62	137
Cotisations versées aux fonds	-	(141)	(141)
Cotisations salariales	6	(6)	-
Prestations versées	(900)	150	(750)
Ecart de conversion	(238)	249	11
Mouvements de périmètre	-	-	-
Autres variations	4	(1)	3
SOLDES AU 30/06/2017	42 631	(20 841)	21 790
Dont			
Provision pour avantages du personnel			22 396
Actifs financiers non courants			(606)

(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.

Les écarts actuariels sur engagements générés au premier semestre 2017 s'élèvent à 75 millions d'euros, composés pour l'essentiel de 74 millions d'euros au Royaume-Uni, liés aux variations de taux d'actualisation (voir note 18.3.2).

Les écarts actuariels sur actifs générés au premier semestre 2017 s'élèvent à 62 millions d'euros et sont liés à la performance des actifs de couverture en raison notamment de la valorisation des obligations longues.

18.3.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

<i>(en millions d'euros)</i>	S1 2017	S1 2016
Coût des services rendus	(508)	(458)
Coût des services passés	-	42
Ecart actuariels - avantages à long terme	(49)	(115)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(557)	(531)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(444)	(531)
Produit sur les actifs de couverture	237	281
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(207)	(250)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTREES DANS LE COMPTE DE RESULTAT	(764)	(781)
Ecart actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(75)	(1 749)
Ecart actuariels sur actifs de couverture	(62)	2 182
Ecart actuariels	(137)	433
Ecart de conversion	(11)	30
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES EN CAPITAUX PROPRES	(148)	463

La répartition géographique du passif net, n'a pas évolué de manière significative au premier semestre 2017 (voir note 31.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2016).

18.3.2 Hypothèses actuarielles

Les méthodes de détermination de ces hypothèses actuarielles restent inchangées par rapport à celles du 31 décembre 2016.

Les principales hypothèses actuarielles retenues pour l'évaluation des avantages du personnel en France sont les suivantes :

(en %)	30/06/2017	31/12/2016
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	1,90 %	1,90 %
Taux d'inflation	1,50 %	1,50 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽¹⁾	1,70 %	1,70 %

(1) Hors inflation et pour une carrière complète.

Les principales hypothèses actuarielles retenues pour l'évaluation des avantages du personnel au Royaume-Uni sont les suivantes :

(en %)	30/06/2017	31/12/2016
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	2,71 %	2,76 %
Taux d'inflation	3,05 %	3,05 %
Taux d'augmentation des salaires	2,45 %	2,45 %

18.4 AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS EVENTUELS

18.4.1 Autres provisions

(en millions d'euros)	31/12/2016	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	30/06/2017
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	1 037	50	(50)	-	1	5	1 043
Provisions pour risques fiscaux	518	41	(10)	-	-	(9)	540
Provisions pour litiges	532	18	(9)	(5)	-	3	539
Provisions pour contrats onéreux	342	-	(100)	(2)	-	4	244
Provisions liées aux dispositifs environnementaux ⁽¹⁾	834	628	(351)	(2)	-	29	1 138
Autres provisions pour risques et charges ⁽²⁾	1 286	216	(246)	(70)	8	1	1 195
TOTAL	4 549	953	(766)	(79)	9	33	4 699

(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.

(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.

18.4.2 Passifs éventuels

Concernant les passifs éventuels du Groupe, aucune évolution significative n'a été observée sur le premier semestre 2017 par rapport aux éléments présentés dans l'annexe aux comptes consolidés 2016 en note 45 et dans le document de référence au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2016 et déposé le 6 mars 2017 (en section 2.4).

Note 19 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>	30/06/2017	31/12/2016
Contre-valeur des biens	47 014	46 497
Financement concessionnaire non amorti	(23 682)	(23 160)
Droits sur biens existants - valeurs nettes	23 332	23 337
Amortissement du financement du concédant	12 963	12 613
Provisions pour renouvellement	9 718	9 742
Droits sur biens à renouveler	22 681	22 355
PASSIFS SPECIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE	46 013	45 692

Les passifs spécifiques des concessions sont évalués suivant des méthodes identiques à celles exposées dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2016, en particulier dans la note 1.3.24 qui décrit l'impact d'une méthode alternative de calcul.

Note 20 Passifs financiers courants et non courants

20.1 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>	30/06/2017			31/12/2016		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	50 688	10 321	61 009	52 992	12 203	65 195
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	2 948	2 948	-	4 485	4 485
Juste valeur négative des dérivés de couverture	981	1 217	2 198	1 284	1 601	2 885
PASSIFS FINANCIERS	51 669	14 486	66 155	54 276	18 289	72 565

20.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES

20.2.1 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	1 444	147	488	-	36	2 115
Diminutions	(1 914)	(115)	(610)	(27)	(190)	(2 856)
Ecart de conversion	(423)	(48)	(118)	-	(2)	(591)
Mouvements de périmètre	2	(1 230)	(10)	1	-	(1 237)
Variations de juste valeur	(1 455)	-	(178)	6	-	(1 627)
Autres mouvements	-	135	(119)	-	(6)	10
SOLDES AU 30/06/2017	49 518	3 069	6 833	400	1 189	61 009

20.2.2 Echancier des emprunts et dettes financières

(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	2 620	367	6 333	51	950	10 321
Entre un et cinq ans	12 779	661	34	163	63	13 700
À plus de cinq ans	34 119	2 041	466	186	176	36 988
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES AU 30/06/2017	49 518	3 069	6 833	400	1 189	61 009

20.2.3 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 12 038 millions d'euros au 30 juin 2017 (11 709 millions d'euros au 31 décembre 2016).

(en millions d'euros)	Total	30/06/2017			31/12/2016
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CREDIT CONFIRMÉES	12 038	2 476	9 562	-	11 709

20.2.4 Juste valeur des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	30/06/2017		31/12/2016	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES	67 272	61 009	70 682	65 195

20.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2017	31/12/2016
Emprunts et dettes financières	20.2.1	61 009	65 195
Dérivés de couvertures des dettes		(2 200)	(3 965)
Trésorerie et équivalents de trésorerie		(3 804)	(2 893)
Actifs financiers disponibles à la vente - Actifs liquides	14.2.2	(23 775)	(22 266)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés ⁽¹⁾		38	1 354
ENDETTEMENT FINANCIER NET		31 268	37 425

(1) Pour rappel, au 31 décembre 2016, l'endettement financier net des actifs destinés à être cédés concerne principalement la société CTE (détenant les titres RTE).

Note 21 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2017	31/12/2016
Avances et acomptes reçus	8 169	7 793
Fournisseurs d'immobilisations	2 725	3 247
Dettes fiscales	7 629	7 098
Dettes sociales	4 006	4 010
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 472	3 438
Autres produits constatés d'avance	669	729
Autres dettes	2 321	2 909
AUTRES CREDITEURS	28 991	29 224
dont part non courante	4 836	4 810
dont part courante	24 155	24 414

21.1 AVANCES ET ACOMPTES REÇUS

Au 30 juin 2017, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF pour 7 286 millions d'euros (6 828 millions d'euros au 31 décembre 2016).

21.2 DETTES FISCALES

Au 30 juin 2017, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 1 657 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).

21.3 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE SUR CONTRATS LONG TERME

Au 30 juin 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 1 799 millions d'euros (1 822 millions d'euros au 31 décembre 2016).

Note 22 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 30 juin 2017. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

22.1 ENGAGEMENTS DONNÉS

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	30/06/2017	31/12/2016
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	22.1.1.2	11 595	10 260
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	22.1.2	21 411	18 605
Engagements donnés liés aux opérations de financement	22.1.3	5 504	5 535

(1) Hors achats d'énergies et de combustibles et hors location simple en tant que preneur.

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.

22.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

22.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Les engagements d'achats de matières premières, d'énergie et de combustible nucléaire (hors achats de gaz) s'élevaient à 32 669 millions d'euros au 31 décembre 2016. Aucune variation significative n'a été constatée sur le premier semestre 2017.

22.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 30 juin 2017, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	30/06/2017			31/12/2016
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Garanties données liées aux activités opérationnelles	6 148	3 237	1 657	1 254	5 883
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	5 324	3 324	1 600	400	4 212
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	123	61	48	14	165
ENGAGEMENTS DONNES LIES À L'EXECUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION ⁽²⁾	11 595	6 622	3 305	1 668	10 260

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 159 millions d'euros au 30 juin 2017 (1 121 millions d'euros au 31 décembre 2016).

Dans le cadre de son activité, le Groupe met en place des garanties, généralement par l'intermédiaire de banques, destinées à la bonne exécution des contrats.

Au 30 juin 2017, les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement les garanties données par EDF, Edison et EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de ses projets de développement.

22.1.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Les engagements de location simple en tant que preneur s'élevaient à 3 631 millions d'euros au 31 décembre 2016. Aucune variation significative n'a été constatée sur le premier semestre 2017.

22.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 30 juin 2017, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	30/06/2017			31/12/2016
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	19 813	8 081	9 668	2 064	17 351
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	725	606	117	2	406
Autres engagements donnés liés aux investissements	873	299	574	-	848
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNES LIES AUX OPERATIONS D'INVESTISSEMENT ⁽¹⁾	21 411	8 986	10 359	2 066	18 605

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 498 millions d'euros au 30 juin 2017 (548 millions d'euros au 31 décembre 2016).

La hausse des engagements d'acquisitions d'actifs corporels et incorporels s'explique principalement par la signature d'un nouveau contrat avec AREVA NP en lien avec la construction de la centrale d'Hinkley Point C chez EDF Energy.

La hausse des engagements sur acquisition d'actifs financiers est principalement liée :

- d'une part, à l'acquisition d'Imtech finalisée le 6 juillet 2017, entreprise dans le domaine du génie climatique au Royaume Uni et en Irlande qui fournit des services techniques à ses clients dans les secteurs du bâtiment, de l'industrie, du tertiaire et des collectivités locales.
- d'autre part, à l'offre engageante du consortium formé par Allianz (60 %), EDF Invest (20 %) et du fonds d'investissement DIF (20 %), en avril 2017, portant sur 5% du capital d'Autostrade per l'Italia, l'un des plus grands gestionnaires de concessions autoroutières d'Europe. La finalisation de cette transaction est intervenue le 26 juillet 2017, le consortium ayant finalement porté sa participation à 6,94 % du capital d'Autostrade per l'Italia contre les 5 % initialement prévus, suite à l'exercice d'une option d'achat accordée par Atlantia.

22.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 30 juin 2017 sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	30/06/2017			31/12/2016
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 549	146	757	3 646	4 637
Garanties financières données	690	263	270	157	644
Autres engagements donnés liés au financement	265	249	11	5	254
ENGAGEMENTS DONNES LIES AUX OPERATIONS DE FINANCEMENT ⁽¹⁾	5 504	658	1 038	3 808	5 535

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 806 millions d'euros au 30 juin 2017 (673 millions d'euros au 31 décembre 2016). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Énergies Nouvelles.

22.2 ENGAGEMENTS REÇUS

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe au 30 juin 2017.

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2017	31/12/2016
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾		2 505	2 519
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	22.2.1	1 268	3 663
Engagements reçus liés aux opérations de financement		34	24

(1) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 20.2.3 et hors engagements de location simple en tant que bailleur

22.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

(en millions d'euros)	Total	30/06/2017			31/12/2016
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS REÇUS LIES AUX OPERATIONS D'INVESTISSEMENT	1 268	1 068	77	123	3 663

Au 30 juin 2017, le montant des engagements reçus liés aux opérations d'investissement concerne principalement la cession des actifs du groupe en Pologne (y compris les prêts et créances financières) (voir note 2.5.2).

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 2.5).

Note 23 Actifs dédiés d'EDF

EDF a constitué un portefeuille d'actifs financiers réservés à la sécurisation du financement des engagements nucléaires de long terme, et notamment à la déconstruction des centrales et à la gestion à long terme des déchets radioactifs. Les caractéristiques de ce portefeuille ainsi que ses principes de gestion et la réglementation applicable sont exposés en note 47 de l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2016.

23.1 VALORISATION DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Les actifs dédiés figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	30/06/2017		31/12/2016	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
Actions		9 016	9 016	8 010	8 010
Titres de dettes		7 949	7 949	6 866	6 866
Portefeuille trésorerie		1 720	1 720	900	900
Actifs dédiés – actions et titres de dettes	Actifs financiers disponibles à la vente	18 685	18 685	15 776	15 776
Dérivés	Juste valeur des dérivés	69	69	(18)	(18)
Autres éléments	Actifs financiers disponibles à la vente	2	2	-	-
Placements diversifiés actions et obligations		18 756	18 756	15 758	15 758
Créance de CSPE ⁽¹⁾	Prêts et créances financières	3 822	3 902	4 185	4 288
Dérivés	Juste valeur des dérivés	-	-	(2)	(2)
Créance de CSPE après dérivés		3 822	3 902	4 183	4 286
CTE ⁽²⁾	Participations dans les entreprises associées	1 228	2 705	1 852	3 905
Autres entreprises associées	Participations dans les entreprises associées	476	544	487	537
Autres actifs	Actifs financiers disponibles à la vente	1 429	1 429	1 191	1 191
Actifs non cotés (EDF Invest)		3 133	4 678	3 530	5 633
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS ⁽³⁾		25 711	27 336	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 juste valeur 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 2.5.1).

(3) 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 30 juin 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.

23.2 SITUATION DE COUVERTURE DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME

Au 30 juin 2017, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 111,3 %. Le plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation de certains investissements (décret 2007-243) n'a pas d'effet au 30 juin 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.

Une dotation aux actifs dédiés au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir a été effectuée au premier trimestre 2017 à hauteur de 1 095 millions d'euros, conformément au courrier ministériel du 10 février 2017 (aucune dotation en 2016).

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2017	31/12/2016
Provisions pour gestion du combustible utilisé - part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	836	820
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 935	8 966
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14 354	14 122
Provisions pour derniers cœurs - part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	440	450
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	24 565	24 358

23.3 ÉVOLUTION DES ACTIFS DEDIEÉS SUR 2017

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 2.5.1).

Au premier semestre 2017, EDF Invest a poursuivi la constitution de son portefeuille en infrastructures, immobilier et fonds d'investissement. Elle a notamment acquis une participation minoritaire aux côtés de Beni Stabili, filiale italienne de Foncière des Régions, et de Predica dans Central Sicaf qui gère le portefeuille de bureaux et de locaux techniques intégralement loués à Telecom Italia et auparavant détenu à 100% par Beni Stabili.

Le 17 juillet 2017, EDF Invest a annoncé qu'il allait investir, aux côtés de KKR Infrastructure, dans l'opérateur de parcs de stationnement néerlandais Q-Park NV. Q-Park est l'un des principaux opérateurs de parcs de stationnement en Europe avec plus de 870 000 places de parkings dans plus de 6 300 emplacements répartis dans 10 pays en Europe du Nord-Ouest. La réalisation de la transaction devrait intervenir au second semestre.

Des plus-values nettes de cession des actifs dédiés ont été comptabilisées en résultat financier pour 491 millions d'euros (256 millions d'euros sur le premier semestre 2016).

Au 30 juin 2017, la différence entre la juste valeur et le prix de revient du portefeuille des placements diversifiés actions et obligations comptabilisée en capitaux propres est positive de 1 980 millions d'euros avant impôt (1 984 millions d'euros au 31 décembre 2016).

Note 24 Parties liées

La nature des opérations avec les parties liées n'a pas connu d'évolution significative depuis le 31 décembre 2016. En particulier, le Groupe continue à entretenir des relations significatives avec les entreprises du secteur public, notamment auprès du groupe AREVA pour la fourniture, le transport et le retraitement du combustible nucléaire et la maintenance des centrales nucléaires. Le groupe AREVA intervient également en tant que fournisseur dans

la réalisation du projet EPR (*European Pressurized Reactor*) et contribue ainsi à la formation d'engagements sur commandes d'immobilisations.

Les principales opérations avec CTE et CENG sont présentées respectivement en notes 13.1 et 13.2.

Note 25 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

<i>(en millions d'euros)</i>	30/06/2017	31/12/2016
ACTIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	1 781	5 220
PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE	490	2 109

Au 30 juin 2017 les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent principalement la cession des actifs d'EDF Polska (voir note 2.5.2).

Note 26 Événements postérieurs à la clôture

Les développements postérieurs à la clôture relatifs à la levée partielle d'une des conditions suspensives prévues dans le contrat d'acquisition de NEW NP et à la signature d'accords engageants pour l'entrée d'investisseurs stratégiques au capital de NEW NP sont mentionnés respectivement en notes 2.2 et 2.3.

26.1 PLAN DE CESSIONS

EDF poursuit la mise en œuvre de son plan de cessions, avec la signature en juillet de cessions d'actifs par Edison, et avec la signature le 5 juillet 2017 de la cession d'un parc immobilier du Groupe en France.