

20.

INFORMATIONS FINANCIÈRES CONCERNANT LE PATRIMOINE, LA SITUATION FINANCIÈRE ET LES RÉSULTATS DE L'ÉMETTEUR

20.1 Informations financières historiques	269
Comptes consolidés au 31 décembre 2010	270
Comptes de résultat consolidés	270
État du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	271
Bilans consolidés	272
Tableaux de flux de trésorerie consolidés	274
Variations des capitaux propres consolidés	276
Annexes aux comptes consolidés	280
20.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2010.....	384
20.3 Honoraires des Commissaires aux comptes	386
20.4 Politique de distribution de dividendes	387
20.4.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices	387
20.4.2 Politique de distribution, dividende majoré	387
20.4.3 Délai de prescription	388
20.5 Procédures judiciaires et arbitrages.....	388
20.5.1 Procédures concernant EDF	388
20.5.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF	392
20.5.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2010	395
20.6 Changement significatif de la situation financière ou commerciale	395

Ces comptes seront soumis à l'approbation
de l'Assemblée générale du 24 mai 2011.

20.1 ●● Informations financières historiques

En application de l'article 28 du Règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne du 29 avril 2004, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document de référence :

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2009 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 240 à 368) et 20.2 (pages 369 et 370) du document de référence 2009 du groupe EDF ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2008 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 237 à 343) et 20.2 (pages 344 et 345) du document de référence 2008 du groupe EDF.

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 (établis conformément aux normes IAS-IFRS) figurent ci-dessous.

Comptes consolidés au 31 décembre 2010

Ces comptes seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale du 24 mai 2011.

●● Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2010	2009 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	7	65 165	59 140
Achats de combustible et d'énergie	8	(26 021)	(22 590)
Autres consommations externes	9	(10 582)	(10 213)
Charges de personnel	10	(11 422)	(10 708)
Impôts et taxes	11	(3 227)	(2 902)
Autres produits et charges opérationnels	12	3 090	3 202
Prolongation du TaRTAM – Lois du 7 juin 2010 et du 7 décembre 2010	13	(380)	-
Excédent brut d'exploitation		16 623	15 929
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading		15	539
Dotations aux amortissements		(7 426)	(6 796)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(428)	(490)
(Pertes de valeur)/reprises	14	(1 743)	(49)
Autres produits et charges d'exploitation	15	(801)	173
Résultat d'exploitation		6 240	9 306
Coût de l'endettement financier brut	16.1	(2 754)	(2 529)
Charges d'actualisation	16.2	(3 134)	(2 997)
Autres produits et charges financiers	16.3	1 462	1 322
Résultat financier	16	(4 426)	(4 204)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		1 814	5 102
Impôts sur les résultats	17	(1 079)	(1 432)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	24	134	104
Résultat net des activités en cours de cession		380	311
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		1 249	4 085
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		229	183
Résultat net des activités poursuivies		235	158
Résultat net des activités en cours de cession		(6)	25
Dont résultat net – part du Groupe		1 020	3 902
Résultat net des activités poursuivies		634	3 616
Résultat net des activités en cours de cession		386	286
Résultat net part du Groupe par action :	18		
Résultat par action en euro		0,55	2,14
Résultat dilué par action en euro		0,55	2,14
Résultat par action des activités poursuivies en euro		0,34	1,98
Résultat dilué par action des activités poursuivies en euro		0,34	1,98

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 ont été retraitées de l'impact lié à l'application des interprétations IFRIC 18 « Transferts d'actifs provenant de clients », IFRIC 12 « Accords de concession de services », de la norme IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées » et du changement de présentation de la variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading (voir note 2).

En application de la norme IFRS 5, le résultat net des activités en cours de cession est présenté sur une ligne distincte du compte de résultat pour les exercices présentés. L'impact de l'application d'IFRS 5 sur les données publiées en 2009 est présenté en note 2.

●● État du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	2010	2009 ⁽¹⁾
Résultat net consolidé		1 249	4 085
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	36.2.2	816	1 257
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente transférée en résultat		131	60
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture ⁽³⁾	40.4	24	(1 393)
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture transférée en résultat		296	1 329
Différences de conversion ⁽⁴⁾		2 013	390
Effets d'impôts		(521)	(228)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres		2 759	1 415
RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES		4 008	5 500
dont part du Groupe		3 679	5 282
Part du Groupe des activités poursuivies		3 212	4 866
Part du Groupe des activités en cours de cession		467	416
dont part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		329	218
Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle des activités poursuivies		332	188
Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle des activités en cours de cession		(3)	30

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 ont été retraitées de l'impact lié à l'application des interprétations IFRIC 18 et IFRIC 12 et de la norme IFRS 5 (voir note 2).

(2) Dont 818 millions d'euros en part du Groupe sur l'exercice 2010 (1 252 millions d'euros en 2009).

(3) Dont 41 millions d'euros en part du Groupe sur l'exercice 2010 ((1 387) millions d'euros en 2009).

(4) Dont 1 894 millions d'euros en part du Groupe sur l'exercice 2010 (354 millions d'euros en 2009).

●● Bilans consolidés

ACTIF (en millions d'euros)	Notes	31/12/2010	31/12/2009 ⁽¹⁾
Goodwill	19	12 028	13 526
Autres actifs incorporels	20	4 616	5 579
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	21	43 905	42 451
Immobilisations en concessions des autres activités	22	6 027	26 857
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	23	57 268	58 734
Participations dans les entreprises associées	24	7 854	4 421
Actifs financiers non courants	36/46	24 921	24 498
Impôts différés	17.3	2 125	2 490
Actif non courant		158 744	178 556
Stocks	25	12 685	12 662
Clients et comptes rattachés	26	19 524	19 633
Actifs financiers courants	36	16 788	12 450
Actifs d'impôts courants		525	376
Autres débiteurs	27	9 319	8 111
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	4 829	6 982
Actif courant		63 670	60 214
Actifs détenus en vue de leur vente	44	18 145	1 265
TOTAL DE L'ACTIF		240 559	240 035

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 ont été retraitées de l'impact lié à l'application des interprétations IFRIC 18 et IFRIC 12 (voir note 2).

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF <i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2010	31/12/2009 ⁽¹⁾
Capital	28	924	924
Réserves et résultats consolidés		30 393	28 967
Capitaux propres – part du Groupe		31 317	29 891
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		5 586	4 776
Total des capitaux propres	28	36 903	34 667
Provisions pour aval du cycle nucléaire	30.1	17 000	17 531
Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	30.2	19 383	20 003
Provisions pour avantages du personnel	31	11 745	13 412
Autres provisions	32	1 337	1 188
Provisions non courantes	29	49 465	52 134
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France existants	33	20 318	19 667
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France à renouveler	33	20 843	20 210
Passifs financiers non courants	38.1	40 646	44 755
Autres créditeurs	35	4 965	3 360
Impôts différés	17.3	4 894	7 654
Passif non courant		141 131	147 780
Provisions	29	5 010	5 858
Fournisseurs et comptes rattachés	34	12 805	13 348
Passifs financiers courants	38.1	12 766	16 560
Dettes d'impôts courants		396	564
Autres créditeurs	35	18 674	20 847
Passif courant		49 651	57 177
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	44	12 874	411
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		240 559	240 035

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 ont été retraitées de l'impact lié à l'application des interprétations IFRIC 18 et IFRIC 12 (voir note 2).

●● Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2010	2009 ⁽¹⁾
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		1 814	5 102
Pertes de valeur (reprises)		1 743	49
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		9 858	7 563
Produits et charges financiers		1 918	1 441
Dividendes reçus des entreprises associées		112	104
Plus ou moins-values de cession		164	(566)
Variation du besoin en fonds de roulement		(335)	(1 468)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		15 274	12 225
Frais financiers nets décaissés		(2 197)	(1 367)
Impôts sur le résultat payés		(1 967)	(869)
Annulation de la décision de la Commission européenne		-	1 224
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles		11 110	11 213
Opérations d'investissement :			
Acquisitions/cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée) ⁽²⁾		3 398	(14 120)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles		(12 241)	(11 777)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		188	201
Variations d'actifs financiers		(6 272)	462
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement		(14 927)	(25 234)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽³⁾		(59)	2 350
Dividendes versés par EDF	28.3	(2 163)	(1 228)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(190)	(61)
Actions propres	28.2	(10)	12
Flux de trésorerie avec les actionnaires		(2 422)	1 073
Émissions d'emprunts		8 642	29 272
Remboursements d'emprunts		(4 652)	(15 244)
Augmentation des passifs spécifiques des concessions		231	253
Subventions d'investissement		149	213
Autres flux de trésorerie liés aux activités de financement		4 370	14 494
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement		1 948	15 567
Flux de trésorerie des activités poursuivies		(1 869)	1 546
Flux de trésorerie des activités en cours de cession ⁽⁴⁾		357	(206)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(1 512)	1 340
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture ⁽⁴⁾		6 982	5 869
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(1 512)	1 340
Incidence des variations de change		76	(237)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		29	45
Incidence des autres reclassements		(8)	(35)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE ⁽⁴⁾		5 567	6 982

En application de la norme IFRS 5, la variation nette de trésorerie des activités en cours de cession est présentée sur une ligne distincte du tableau de flux de trésorerie pour les exercices présentés. L'impact de l'application d'IFRS 5 sur les données publiées en 2009 est présenté en note 2.

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2009 ont été retraitées de l'impact lié à l'application des interprétations IFRIC 18, IFRIC 12, et des normes IFRS 5 et IAS 27 amendée « États financiers consolidés et individuels » (voir note 2).

(2) En 2009, l'offre publique d'achat et l'offre publique de retrait de British Energy se sont traduites par un règlement net de la trésorerie reçue de 8 908 millions de livres sterling (9 519 millions d'euros). Par ailleurs, l'acquisition de la participation de 49,99 % dans CENG a conduit à un apport complémentaire de 3 502 millions de dollars américains (2 508 millions d'euros).

(3) Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires dans des sociétés contrôlées. En 2009, ce montant inclut la cession d'une participation de 20 % dans Lake Acquisitions/British Energy à Centrica pour 2 215 millions de livres sterling (2 470 millions d'euros).

(4) La variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Activités poursuivies	Activités en cours de cession	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture 2009	4 856	1 013	5 869
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	11 213	1 161	12 374
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(25 234)	(2 060)	(27 294)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	15 567	693	16 260
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	1 546	(206)	1 340
Incidence des variations de change	(238)	1	(237)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	32	13	45
Incidence des autres reclassements	9	(44)	(35)
Dividendes versés par les activités en cours de cession	224	(224)	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture 2010	6 429	553	6 982
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	11 110	1 072	12 182
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(14 927)	(673)	(15 600)
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	1 948	(42)	1 906
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(1 869)	357	(1 512)
Incidence des variations de change	70	6	76
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	23	6	29
Incidence des autres reclassements	6	(14)	(8)
Dividendes versés par les activités en cours de cession	170	(170)	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE 2010	4 829	738	5 567

●● Variations des capitaux propres consolidés

	Capital	Réserves consolidées et résultat	Actions propres	Différences de conversion	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers ⁽²⁾	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>								
Capitaux propres au 31/12/2008	911	25 501	(186)	(1 638)	(1 391)	23 197	1 801	24 998
Retraitements liés à l'application d'IFRIC 18	-	1 938	-	-	-	1 938	3	1 941
Retraitements liés à l'application d'IFRIC 12	-	4	-	-	-	4	-	4
Capitaux propres au 1^{er} janvier 2009 retraités	911	27 443	(186)	(1 638)	(1 391)	25 139	1 804	26 943
Produits et charges comptabilisés en capitaux propres	-	-	-	354	1 026	1 380	35	1 415
Résultat net ⁽¹⁾	-	3 902	-	-	-	3 902	183	4 085
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	3 902	-	354	1 026	5 282	218	5 500
Dividendes distribués	-	(2 166)	-	-	-	(2 166)	(83)	(2 249)
Augmentation de capital	13	924	-	-	-	937	-	937
Achats/ventes d'actions propres	-	-	12	-	-	12	-	12
Autres variations	-	524	200	(36)	(1)	687	2 837	3 524
Capitaux propres au 31/12/2009 ⁽¹⁾	924	30 627	26	(1 320)	(366)	29 891	4 776	34 667
Produits et charges comptabilisés en capitaux propres ⁽³⁾	-	-	-	1 894	765	2 659	100	2 759
Résultat net	-	1 020	-	-	-	1 020	229	1 249
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	1 020	-	1 894	765	3 679	329	4 008
Dividendes distribués ⁽⁴⁾	-	(2 163)	-	-	-	(2 163)	(208)	(2 371)
Achats/ventes d'actions propres	-	-	(9)	-	-	(9)	-	(9)
Autres variations ⁽⁵⁾	-	(15)	(36)	(31)	1	(81)	689	608
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2010	924	29 469	(19)	543	400	31 317	5 586	36 903

(1) Les données publiées au 31 décembre 2009 ont été retraitées de l'impact lié à l'application des interprétations IFRIC 18 et IFRIC 12 (voir note 2).

(2) Les variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché, aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente ainsi qu'aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture et aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dénoués. Ces variations sont détaillées dans l'état du résultat net des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres.

(3) Suite à la cession des activités de réseaux au Royaume-Uni, les produits et charges comptabilisés en capitaux propres intègrent en 2010 un effet positif de 395 millions d'euros (dont 732 millions d'euros au niveau des différences de conversion et (337) millions d'euros au niveau des écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers) suite au recyclage en résultat d'écarts de conversion nets de couverture d'investissement net.

(4) Dont acomptes sur dividendes pour 1 054 millions d'euros et solde du dividende 2009 pour 1 109 millions d'euros.

(5) Les autres variations attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent un montant de 658 millions d'euros relatifs aux actionnaires minoritaires de SPE (voir note 4.4).

Sommaire

●● Annexes aux comptes consolidés

Note 1 Référentiel comptable du Groupe	281	Note 15 Autres produits et charges d'exploitation	317
1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe	281	Note 16 Résultat financier	318
1.2 Évolutions du référentiel comptable au 1 ^{er} janvier 2010	281	16.1 Coût de l'endettement financier brut	318
1.3 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation	282	16.2 Charge d'actualisation	318
Note 2 Comparabilité des exercices	297	16.3 Autres produits et charges financiers	318
2.1 Changements de méthodes comptables et de présentation	297	Note 17 Impôts sur les résultats	319
2.2 IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées »	298	17.1 Ventilation de la charge d'impôt	319
2.3 Impact sur les comptes consolidés de l'exercice 2009	299	17.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective	319
Note 3 Évolutions réglementaires en France	303	17.3 Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature	320
3.1 Loi NOME	303	17.4 Impôts différés actifs non reconnus	321
3.2 Prolongation de la durée d'application du Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)	303	17.5 Impôts constatés en capitaux propres	321
3.3 CSPE	303	Note 18 Résultat net et résultat net dilué par action	321
3.4 Réforme des retraites – Application de la loi du 9 novembre 2010	304		
3.5 Concessions de forces hydrauliques	304	ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES	
Note 4 Autres opérations et événements majeurs	304	Note 19 Goodwill	322
4.1 Opérations de structure et désendettement de l'exercice 2010	304	19.1 Variation des goodwill	322
4.2 Activités du Groupe aux États-Unis	305	19.2 Répartition des goodwill par secteur opérationnel	323
4.3 Activités du Groupe en Italie	308	Note 20 Autres actifs incorporels	323
4.4 Autres opérations de l'exercice 2010	308	Note 21 Immobilisations en concessions de distribution publique d'Électricité en France	324
4.5 Opérations et événements majeurs de l'exercice 2009	309	21.1 Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	324
Note 5 Évolutions du périmètre de consolidation	310	21.2 Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours)	325
5.1 Variations du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2010	310	Note 22 Immobilisations en concessions des autres activités	325
5.2 Variations du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2009	310	22.1 Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités	325
Note 6 Informations sectorielles	311	22.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)	326
6.1 Informations par secteurs opérationnels	311	Note 23 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	326
6.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services	312	23.1 Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	326
COMPTE DE RÉSULTAT		23.2 Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)	327
Note 7 Chiffre d'affaires	313	23.3 Obligations en matière de contrats de location-financement	327
Note 8 Achats de combustible et d'énergie	313	Note 24 Participations dans les entreprises associées	328
Note 9 Autres consommations externes	313	24.1 RTE EDF Transport	328
Note 10 Charges de personnel	314	24.2 Autres entreprises associées	329
10.1 Charges de personnel	314	Note 25 Stocks	329
10.2 Effectifs moyens	314	Note 26 Clients et comptes rattachés	330
Note 11 Impôts et taxes	315	Note 27 Autres débiteurs	330
Note 12 Autres produits et charges opérationnels	315	Note 28 Capitaux propres	331
12.1 Subventions d'exploitation	315	28.1 Capital social	331
12.2 Résultat de déconsolidation	316	28.2 Actions propres	331
12.3 Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	316	28.3 Distributions de dividendes	331
Note 13 Prolongation du TaRTAM – lois du 7 juin 2010 et du 7 décembre 2010	316	28.4 Gestion du capital	331
Note 14 Pertes de valeur/reprises	316		

Note 29 Provisions	332	Note 41 Instruments dérivés non qualifiés de couverture	362
Note 30 Provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction	332	41.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction	362
30.1 Provisions pour aval du cycle nucléaire	332	41.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction	363
30.2 Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	333	41.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture	364
30.3 Provisions d'EDF en France et sécurisation d'une partie de leur financement	334	AUTRES INFORMATIONS	
30.4 Provisions nucléaires de British Energy	338	Note 42 Engagements hors bilan	365
30.5 Provisions de CENG	339	42.1 Engagements donnés	366
30.6 Autres filiales	340	42.2 Engagements reçus	369
Note 31 Avantages du personnel	340	Note 43 Passifs éventuels	371
31.1 Variation des provisions	340	43.1 Contrôles fiscaux	371
31.2 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel	342	43.2 Litiges en matière sociale	371
31.3 Hypothèses actuarielles	342	43.3 Edipower	371
31.4 Variation de la valeur actualisée de l'obligation	343	Note 44 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente	372
31.5 Actifs de couverture	344	Note 45 Contribution des coentreprises	374
31.6 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme	344	Note 46 Actifs dédiés d'EDF	374
Note 32 Autres provisions	345	46.1 Réglementation	374
Note 33 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France sur biens existants et sur biens à renouveler	345	46.2 Composition et évaluation des actifs dédiés	375
Note 34 Fournisseurs	346	46.3 Valorisation du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF	376
Note 35 Autres créditeurs	346	46.4 Évolutions du portefeuille d'actifs dédiés sur l'exercice 2010	376
ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS		46.5 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme à couvrir	376
Note 36 Actifs financiers courants et non courants	347	Note 47 Parties liées	377
36.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants	347	47.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation	377
36.2 Détail des actifs financiers	347	47.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État	377
36.3 Juste valeur des actifs financiers comptabilisés au coût amorti	349	47.3 Rémunération des organes d'administration et de direction	378
36.4 Variation des actifs financiers courants et non courants hors dérivés	350	Note 48 Environnement	379
Note 37 Trésorerie et équivalents de trésorerie	350	48.1 Quotas d'émission de gaz à effet de serre	379
Note 38 Passifs financiers courants et non courants	351	48.2 Certificats d'économies d'énergie	379
38.1 Répartition courant/non courant des passifs financiers	351	48.3 Certificats d'énergie renouvelable	379
38.2 Emprunts et dettes financières	351	Note 49 Événements postérieurs à la clôture	380
38.3 Endettement financier net	354	49.1 Levée des conditions suspensives relatives à la cession d'EnBW	380
Note 39 Gestion des risques financiers	356	Note 50 Périmètre de consolidation	381
Note 40 Instruments dérivés et comptabilité de couverture	357		
40.1 Couverture de juste valeur	357		
40.2 Couverture de flux de trésorerie	358		
40.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger	358		
40.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres	358		
40.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	361		

●● Annexes aux comptes consolidés

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

Les comptes consolidés de la Société comprennent les comptes des sociétés contrôlées de manière exclusive, directement ou indirectement, par la Société et ses filiales, consolidés par intégration globale, les comptes des sociétés contrôlées conjointement (coentreprises) consolidés par intégration proportionnelle ainsi que les comptes des sociétés dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable (entreprises associées) consolidés par mise en équivalence. L'ensemble économique est désigné comme le « Groupe ».

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce d'énergies.

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2010 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 14 février 2011. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 24 mai 2011.

En raison du report de la date d'arrêt des comptes d'Edison annoncé le 19 janvier 2011 (voir note 4.3), le groupe EDF a intégré les comptes d'Edison sur la base de comptes provisoires.

L'exercice 2010 est par ailleurs marqué par trois opérations majeures relatives au périmètre d'activité du Groupe qui, au même titre que les changements de méthodes comptables ou de présentation (décrits en note 2 de l'annexe aux comptes consolidés), affectent la comparabilité des exercices 2009 et 2010. La cession en cours d'EnBW et son reclassement en « Activité en cours de cession » a notamment conduit à modifier les données comparatives telles que publiées en 2009.

Ces opérations sont :

- **La cession des réseaux régulés et non régulés de distribution d'électricité britanniques**, finalisée le 29 octobre 2010. La contribution des réseaux britanniques au résultat net du Groupe (notamment du chiffre d'affaires et de l'excédent brut d'exploitation) ainsi qu'aux flux de trésorerie porte sur 10 mois en 2010 contre 12 mois dans les chiffres 2009 présentés en comparatif. La finalisation de cette cession a conduit à la décomptabilisation des éléments de bilan liés aux réseaux britanniques et à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 6,7 milliards d'euros au 31 décembre 2010.

- **La cession d'EnBW, approuvée par le Conseil d'administration réuni le 6 décembre 2010.** La contribution d'EnBW au compte de résultat du Groupe est reflétée sur une seule ligne « Résultat net des activités en cours de cession », cette entité ne contribuant donc ni au chiffre d'affaires, ni à l'excédent brut d'exploitation du Groupe pour les deux années 2009 et 2010. En revanche, sa contribution reste intégrée dans le résultat net du Groupe. De la même manière, la contribution d'EnBW à la variation des flux de trésorerie est présentée sur une seule ligne dédiée aux activités en cours de cession pour les deux exercices présentés. Au niveau du bilan, les actifs et passifs des activités destinées à être cédées sont présentés sur une ligne dédiée en 2010, mais ne sont pas retraités sur l'exercice 2009. La prise en compte de l'impact de la cession d'EnBW sur l'endettement financier du Groupe sera comptabilisée lors de la finalisation de l'opération de cession, attendue sur le premier semestre 2011.

- **La consolidation par mise en équivalence de RTE EDF Transport :** le 31 décembre 2010, l'État a nommé deux représentants supplémentaires au Conseil de Surveillance de RTE EDF Transport, ramenant à quatre le nombre d'administrateurs représentants d'EDF à ce conseil composé de douze membres. EDF ne dispose donc plus du contrôle de RTE EDF Transport, qui est de ce fait consolidé par mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010. Le compte de résultat du Groupe – notamment l'excédent brut d'exploitation – ainsi que les flux de trésorerie et investissements reflètent la contribution de RTE EDF Transport pour 2010 (l'année 2009 présentée correspondant à 2009 publiée). En revanche, le bilan consolidé du Groupe au 31 décembre 2010 fait apparaître RTE EDF Transport en « Participations dans les entreprises associées », ce qui a conduit à une diminution de l'endettement financier net de 6,3 milliards d'euros par rapport à 2009. Cette diminution tient compte du fait que la créance miroir détenue par le Groupe sur RTE EDF Transport, reflétant la quote-part d'endettement externe d'EDF correspondant au financement de RTE EDF Transport, est portée en déduction de l'endettement financier net.

Note 1 - Référentiel comptable du Groupe

1.1 ●● Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2010 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2010. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les données comparatives présentées dans l'annexe aux comptes consolidés au titre de l'exercice 2009 sont retraitées des impacts de l'application

des interprétations IFRIC 18 « Transferts d'actifs provenant de clients » et IFRIC 12 « Accords de concession de services », de la norme IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées », ainsi que du changement de présentation dans le compte de résultat consolidé des effets de la variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading (voir note 2).

S'agissant des informations comparatives et conformément aux dispositions de la norme IAS 1 « Présentation des états financiers », le groupe EDF présente trois bilans dans ses comptes consolidés (voir note 2).

1.2 ●● Évolutions du référentiel comptable au 1^{er} janvier 2010

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2010 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2009, à l'exception des normes adoptées par l'Union européenne en 2008, 2009 et 2010 et dont l'application est obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2010.

Les normes et interprétations suivantes adoptées par l'Union européenne sont d'application obligatoire à partir du 1^{er} janvier 2010 :

- les normes IAS 27 « États financiers consolidés et individuels » amendée et IFRS 3 « Regroupements d'entreprises » révisée s'appliquent aux opérations et transactions qui ont lieu à compter du 1^{er} janvier 2010. L'application de ces textes étant prospective, il n'a été procédé à aucun retraitement sur les opérations antérieures au 1^{er} janvier 2010, à l'exception des reclassements opérés sur le tableau de flux de trésorerie entre activités d'investissement et de financement pour tenir compte de l'application rétrospective de l'amendement à IAS 7 découlant de la révision d'IAS 27 (voir note 2) ;
- la norme IFRS 1 « Première adoption des normes internationales d'information financière » révisée ;
- l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services » : pour les contrats de concession qui se situent dans le champ d'application de cette interprétation, et selon le mode de rémunération prévu au contrat, le concessionnaire comptabilise les infrastructures comme un actif incorporel ou un actif financier. Cette interprétation n'a pas d'impact significatif sur les comptes consolidés du Groupe (voir note 2) ;
- l'interprétation IFRIC 18 « Transfert d'actifs provenant de clients » s'applique aux contrats (hors du champ d'application des interprétations IFRIC 12 et IFRIC 4) dans lesquels une entité reçoit d'un client un ouvrage de raccordement (ou la trésorerie nécessaire à l'acquisition ou à la construction d'un tel ouvrage). Dans ce cas, IFRIC 18 indique que l'ouvrage

doit être inscrit en immobilisations corporelles et définit, en fonction de la nature des prestations reconnues (raccordement et/ou accès continu à une offre de biens ou de services), s'il y a ou non étalement du revenu. Le Groupe a choisi d'appliquer rétrospectivement cette interprétation (voir note 2) ;

- les interprétations IFRIC 15 « Contrats de construction de biens immobiliers », IFRIC 16 « Couverture d'un investissement net dans une activité à l'étranger » et IFRIC 17 « Distribution d'actifs non monétaires aux propriétaires » ;
- les amendements « Éléments éligibles à la couverture » à l'IAS 39 « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation » ;
- les amendements « Exemptions additionnelles pour les premiers adoptants » à IFRS 1 « Première adoption des normes internationales d'information financière » ;
- les amendements « Transactions intra-groupe dont le paiement est fondé sur des actions et qui sont réglées en trésorerie » à IFRS 2 « Paiement fondé sur des actions ». En outre, ces amendements incluent les dispositions des interprétations IFRIC 8 « Champ d'application d'IFRS 2 » et IFRIC 11 « IFRS 2 – Actions propres et transactions intra-groupe » qui sont de fait supprimées ;
- l'amendement à IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées » contenu dans les améliorations annuelles (2006-2008) des IFRS ;
- les améliorations annuelles (2007-2009) des IFRS.

À l'exception des changements de méthodes et de présentation comptables résultant de l'application de la norme IAS 27 amendée et des interprétations IFRIC 12 et IFRIC 18, le groupe EDF n'a pas constaté d'impact significatif sur ses comptes consolidés du fait de la mise en œuvre de autres normes, interprétations et amendements de normes listés ci-avant.

De plus, le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation les textes adoptés par l'Union européenne en 2009 et 2010 et dont l'application n'est pas obligatoire :

- la norme IAS 24 « Information relative aux parties liées » révisée adoptée par l'Union européenne le 20 juillet 2010 et dont l'application est obligatoire au plus tard à la date d'ouverture du premier exercice commençant après le 31 décembre 2010, soit, pour EDF, le 1^{er} janvier 2011 ;
- l'interprétation IFRIC 19 « Extinction de passifs financiers au moyen d'instruments de capitaux propres » adoptée par l'Union européenne le 24 juillet 2010 et dont l'application est obligatoire au plus tard à la date d'ouverture de la première période annuelle commençant après le 30 juin 2010, soit, pour EDF, le 1^{er} janvier 2011 ;
- l'amendement « Classement des émissions de droits » à IAS 32 « Instruments financiers : présentation » adopté par l'Union européenne le 24 décembre 2009 et dont l'application est obligatoire au plus tard à la date d'ouverture du premier exercice commençant après le 31 janvier 2010, soit, pour EDF, le 1^{er} janvier 2011 ;
- les amendements « Exemption limitée à la présentation d'informations comparatives relatives à IFRS 7 par les premiers adoptants » à IFRS 1 adoptés par l'Union européenne le 1^{er} juillet 2010 ;
- les amendements « Paiements anticipés des exigences de financement minimal » à IFRIC 14 adopté par l'Union européenne le 20 juillet 2010

et dont l'application est obligatoire au plus tard à la date d'ouverture du premier exercice commençant après le 31 décembre 2010, soit, pour EDF, le 1^{er} janvier 2011.

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

En outre, le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation les textes suivants qui devraient faire l'objet d'une approbation par l'Union européenne au plus tôt en 2011 :

- les améliorations annuelles (2008-2010) des IFRS ;
- les amendements à IFRS 7 « Instruments financiers : informations à fournir » ;
- les amendements à IAS 12 intitulés « Impôts différés : recouvrement des actifs sous-jacents » ;
- les amendements à IFRS 1 intitulés « Sévère hyper-inflation et suppression des dates d'application fermes pour les nouveaux adoptants ».

Enfin, dans le cadre du projet de refonte d'IAS 39, l'IASB a adopté une nouvelle norme IFRS 9 « Instruments financiers – Phase 1 Classification et évaluation » en novembre 2009. N'ayant pas fait l'objet d'une adoption par l'Union européenne, et suivant les dispositions réglementaires en vigueur, cette norme n'est pas applicable par anticipation pour l'exercice clos le 31 décembre 2010.

1.3 ●● Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation

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

1.3.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception de certains instruments financiers et d'actifs financiers disponibles à la vente qui sont comptabilisés à la juste valeur.

Les méthodes utilisées pour évaluer la juste valeur de ces instruments sont présentées en note 1.3.17.

1.3.2 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour l'évaluation des aléas positifs et négatifs 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 des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après.

Toute modification d'hypothèses sur ces domaines pourrait avoir un impact significatif compte tenu de leur importance dans les états financiers du groupe EDF.

Enfin, dans le contexte actuel de volatilité des marchés financiers et des prix des matières premières, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

1.3.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction 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. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Des analyses de sensibilité sont présentées en note 30.3.3.3.

1.3.2.2 Retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

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

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2010 sont détaillées en note 31. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2010 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements ainsi que sur le résultat du Groupe. À ce titre, des analyses de sensibilité sont présentées en note 31.3.

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

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

Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 14.

1.3.2.4 Instruments financiers

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

1.3.2.5 Énergie et acheminement en compteurs

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

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

Compte tenu des spécificités des contrats de concession de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a privilégié, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation consistant à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes-rendus annuels d'activité. Une approche alternative consisterait à évaluer les obligations sur la base d'une valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle. Les effets qu'aurait eu l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 1.3.26. Quelle que soit la méthode d'évaluation retenue, l'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts et de dates de décaissements.

1.3.2.7 Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)

Pour évaluer la contribution à sa charge dans le cadre de l'application du Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché, le Groupe retient différentes hypothèses à partir des meilleures informations et prévisions

disponibles pour apprécier notamment le volume d'électricité bénéficiant de ce tarif, l'évolution des prix de l'électricité sur le marché et les coûts d'approvisionnement des fournisseurs compensés.

1.3.2.8 Actifs d'impôts différés

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses revêt également une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

1.3.2.9 Autres jugements

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

1.3.3 Méthodes de consolidation

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le contrôle exclusif est le pouvoir, direct ou indirect, de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entreprise afin de tirer avantage de ses activités. Il y a présomption de contrôle exclusif lorsque la détention des droits de vote, directe et indirecte, est supérieure à 50 %. Pour apprécier le contrôle, les droits de vote potentiels exerçables à la date de clôture, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

Les coentreprises sont les sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle conjoint et sont consolidées par la méthode de l'intégration proportionnelle, en fonction du pourcentage d'intérêt du Groupe. Le contrôle conjoint est le partage, en vertu d'un accord contractuel, du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur consentement unanime.

Les entreprises associées désignent les entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle exclusif ou conjoint. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %. Les entreprises associées sont consolidées par la méthode de la mise en équivalence. Les participations dans les entreprises associées sont inscrites au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées » du compte de résultat.

Toutes les transactions, y compris les profits réalisés entre sociétés consolidées, sont éliminées.

La liste des filiales, coentreprises et entreprises associées est présentée en note 50.

1.3.4 Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs de nature ou de fonction dissemblables sont présentés séparément.

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant. Les autres actifs

et passifs sont classés en courant d'une part, non courant d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées par le Groupe sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1^{er} janvier 2010, l'écart de valeur entre les intérêts minoritaires et la dette que ces engagements représentent est comptabilisé en capitaux propres.

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

1.3.5 Méthodes de conversion

1.3.5.1 Monnaie de présentation des comptes

Les états financiers du Groupe sont présentés en euros qui est, également, la monnaie fonctionnelle de la société mère. Toutes les données financières sont arrondies au million d'euros le plus proche.

1.3.5.2 Monnaie fonctionnelle

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

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

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

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

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

1.3.5.4 Conversion des opérations en devises

En application de la norme IAS 21, les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de transaction.

Lors des arrêtés comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

1.3.6 Parties liées

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

1.3.7 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie et des prestations de services. Ces dernières incluent principalement des prestations de transport et de distribution de l'énergie ainsi que les enchères de capacité et d'interconnexion.

Le Groupe constate les ventes quand :

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

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

Les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente.

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

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

Le Groupe applique l'interprétation IFRIC 18 depuis le 1^{er} janvier 2010 de manière rétrospective (note 2.1). Les entités du Groupe (EDF, ERDF, Électricité de Strasbourg, EDF Energy et EDF Demasz), pour lesquelles IFRIC 18 entraîne un changement de méthode comptable (suppression de l'étalement de la reconnaissance du chiffre d'affaires), ont repris à cette date leurs produits constatés d'avance existants par la contrepartie de leurs capitaux propres. Elles comptabilisent par ailleurs leurs revenus de raccordement perçus à compter du 1^{er} janvier 2010 en produits de l'année. RTE EDF Transport, quant à elle, par la nature des prestations correspondant à ses contributions et la structure de ses tarifs, continue à opérer un étalement et les participations financières perçues de ses clients lors de leur raccordement aux réseaux de transport d'électricité sont enregistrées en produits constatés d'avance et sont rapportées au chiffre d'affaires sur une période fonction de la durée de vie des actifs qu'elles ont contribué à financer.

1.3.8 Impôts sur les résultats

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

Les impôts exigibles et différés sont comptabilisés en résultat, ou en capitaux propres si ces impôts concernent des éléments imputés directement en capitaux propres.

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

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

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

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

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

1.3.9 Résultat net par action et résultat net dilué par action

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

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

1.3.10 Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises antérieurs au 1^{er} janvier 2010 ont été comptabilisés selon les principes comptables retenus pour la préparation des états financiers au 31 décembre 2009, c'est-à-dire selon la méthode de l'acquisition telle que décrite dans IFRS 3.

Depuis le 1^{er} janvier 2010, le Groupe applique la nouvelle norme IFRS 3 révisée. Par conséquent, les regroupements d'entreprises intervenus à compter de cette date sont évalués et comptabilisés conformément aux nouvelles dispositions de la méthode de l'acquisition.

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

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

Toute prise ou cession de participation ne modifiant pas le contrôle, réalisée après le regroupement d'entreprises, est considérée comme une transaction portant sur des capitaux propres et doit être comptabilisée selon IAS 27 amendée directement en capitaux propres.

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

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

Les transactions intervenant sous contrôle commun, c'est-à-dire les transactions par lesquelles plusieurs activités sont regroupées et la totalité des parties prenantes au regroupement est contrôlée *in fine* par une même partie ou par plusieurs parties, sont exclues du champ d'application de IFRS 3 révisée.

Les transactions intervenant dans de telles conditions au sein du Groupe sont examinées au cas par cas, afin de déterminer la méthode adéquate de comptabilisation.

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

1.3.11 Goodwill et autres actifs incorporels

1.3.11.1 Goodwill

1.3.11.1.1 Détermination des goodwill

Les goodwill représentent la différence entre le coût du regroupement d'entreprises et la part d'intérêt du Groupe dans la juste valeur des actifs acquis et passifs repris identifiables de l'entité acquise à la date de prise de contrôle. Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

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

1.3.11.1.2 Évaluation et présentation des goodwill

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales ou de coentreprises sont présentés séparément au bilan. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont présentées sur la ligne « Pertes de valeur » du compte de résultat.

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

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de perte de valeur dès l'apparition d'indices de pertes de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 1.3.16.

Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leur coût diminué des pertes de valeur constatées.

1.3.11.2 Autres actifs incorporels

1.3.11.2.1 Frais de recherche et développement

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

Les dépenses concourant au développement d'un projet sont comptabilisées en actifs incorporels lorsque le Groupe peut démontrer :

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

1.3.11.2.2 Autres actifs incorporels produits ou acquis

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels et marques amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des centrales amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- des droits ou licences relatifs à des concessions d'hydrocarbures amortis selon la méthode des unités de production (UOP « *Unit of production method* ») ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale (droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable acquis à titre onéreux), voir note 1.3.29 ;
- de la valeur positive des contrats d'achats/ventes d'énergie enregistrés à leur juste valeur dans le cadre de regroupement d'entreprises selon IFRS 3, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives.

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

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

Les dépenses de prospection et d'exploration et les coûts engagés dans le cadre d'études géologiques, de tests d'exploration, de repérages géologiques ou géophysiques ainsi que les coûts associés aux forages exploratoires sont constatés en actifs incorporels et intégralement amortis sur l'année où ils sont exposés.

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

Ils sont amortis selon la méthode à l'unité de production (UOP – « *Unit of production method* »).

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

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

- immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France ;
- immobilisations en concessions des autres activités ;
- immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre.

1.3.13.1 Évaluation initiale

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

Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.

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

Le coût des immobilisations comprend également les coûts de déconstruction des installations de production et pour les installations nucléaires le coût du dernier cœur. Ces actifs sont comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.3.23). Ainsi sont inclus dans la valeur des immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations ;

- et pour les installations nucléaires, le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant la dépréciation du stock résiduel de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif de la production, le coût du traitement de ce combustible, ainsi que le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

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

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

Sont notamment concernés les coûts de grande révision programmée qui sont amortis sur une durée correspondant à l'intervalle entre deux révisions.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont inclus dans la valeur de l'immobilisation, s'agissant d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23.

1.3.13.2 Mode et durées d'amortissement

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

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

- Barrages hydroélectriques : 75 ans
- Matériel électromécanique des usines hydroélectriques : 50 ans
- Centrales thermiques à flamme : 30 à 45 ans
- Installations de production nucléaire : 40 à 60 ans
- Installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) : 20 à 45 ans
- Installations éoliennes et photovoltaïques : 20 à 25 ans

1.3.14 Contrats de concession

1.3.14.1 Méthodes comptables

Le groupe EDF comptabilise les contrats public/privé selon les normes et interprétations IAS 16, IAS 17, IAS 18, IAS 37, IFRS 6 et IFRIC 4 en fonction des spécificités des contrats.

L'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services » a été adoptée par l'Union européenne le 25 mars 2009 et est appliquée par le groupe EDF depuis le 1^{er} janvier 2010. Cette interprétation a un impact limité sur le bilan et le compte de résultat du Groupe compte tenu des caractéristiques des contrats de concession.

En effet, pour la majeure partie de ses contrats de concessions, le Groupe considère qu'en substance, les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

1.3.14.2 Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de trois types de concessions :

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

1.3.14.2.1 Les concessions de distribution publique d'électricité

Cadre général

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

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé d'EDF puisse un jour être remis en cause.

Ces contrats d'une durée de 20 à 30 ans relèvent généralement d'un cahier des charges-type des concessions de 1992 négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et approuvé par les pouvoirs publics.

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

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

1.3.14.2.2 Les concessions de forces hydrauliques

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

Les biens relevant de cette activité sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition. Les évolutions réglementaires liées à la suppression du droit de préférence lors du renouvellement de la concession ont conduit à une accélération du plan d'amortissement de certains biens.

1.3.14.2.3 La concession du réseau public de transport

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de RTE EDF Transport. Ils étaient inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » au 31 décembre 2009. Suite à la mise en équivalence de RTE EDF Transport à compter du 31 décembre 2010, ces actifs sont compris dans la valeur d'équivalence de RTE EDF Transport au bilan consolidé du Groupe à cette date.

1.3.14.3 Concessions à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger varient en fonction des contrats et des législations nationales. Les biens relevant d'une activité de concession à l'étranger sont principalement comptabilisés en « Immobilisations en concession des autres activités ». En 2010, suite à la cession des réseaux de distribution au Royaume-Uni et à la cession en cours d'EnBW, les concessions à l'étranger concernent principalement Edison en Italie. Edison est ainsi concessionnaire de sites de production d'hydrocarbures, de sites de stockage de gaz, de réseaux de distribution locale de gaz et de sites de production hydraulique. Edison est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique qui sont remises gratuitement à l'échéance de la concession. Certains contrats de concession sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à IFRIC 12 (voir note 2).

Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession. Les sites de production d'hydrocarbures sont comptabilisés conformément aux règles applicables à ce secteur (note 1.3.12).

1.3.15 Contrats de location

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

1.3.15.1 Contrats de location-financement

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

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

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

La contrepartie correspond à une dette financière chez le preneur et à une créance financière chez le bailleur.

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

1.3.15.2 Contrats de location simple

Les contrats de location ne correspondant pas à la définition d'un contrat de location-financement sont qualifiés de contrat de location simple et comptabilisés comme tels.

Les paiements effectués (reçus) au titre de ces contrats sont comptabilisés en charges (en produits) dans le compte de résultat.

1.3.15.3 Accords qui contiennent des contrats de location

Conformément à l'interprétation IFRIC 4, le Groupe identifie les accords qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit d'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, dès lors que le preneur bénéficie d'une part substantielle de la production de l'actif et que le paiement n'est pas dépendant de la production ou du prix du marché.

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

1.3.16 Pertes de valeur des goodwill ou des immobilisations incorporelles ou corporelles

Le Groupe apprécie, à chaque clôture des comptes et à chaque arrêté intermédiaire, s'il existe un indice montrant qu'un goodwill ou un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est effectué selon les modalités suivantes :

- Le Groupe mesure les éventuelles dépréciations des actifs long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'Unités Génératrices de Trésorerie, et leur valeur recouvrable.

Les Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition. Le Groupe a retenu comme UGT soit les sous-groupes, soit les entités juridiques, ventilés le cas échéant selon leur secteur d'activité (production-commercialisation, distribution, transport, autres).

La valeur recouvrable de ces unités est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité déterminée par référence aux flux futurs de trésorerie nets actualisés issus des prévisions financières à moyen terme. Lorsque cette valeur recouvrable est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Pertes de valeur », en s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée :

- Les taux d'actualisation retenus pour ces besoins s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ; ils sont déterminés par zone économique, géographique et par activité le cas échéant. Le taux d'actualisation avant impôt est calculé par un processus itératif à partir des taux après impôts.
- Les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme sur trois ans et des hypothèses validées par le Groupe. Les variables susceptibles d'influencer significativement les calculs sont :
 - les évolutions de la réglementation tarifaire et des prix de marché ;
 - les évolutions des taux d'intérêt et des primes de risque de marché ;

- les niveaux de marché et la part de marché sur les offres ainsi que le niveau d'investissement ;
- la durée de vie des installations ainsi que le plan de renouvellement des concessions ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées.
- La juste valeur nette des coûts de sortie est évaluée sur la base de multiples de transactions constatés sur les dernières transactions du secteur correspondant.

Les pertes de valeur relatives à des goodwill sont irréversibles.

1.3.17 Actifs et passifs financiers

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

Les titres disponibles à la vente affectés aux actifs dédiés sont présentés en note 46.

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

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

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

1.3.17.1 Classement des actifs et passifs financiers et modalités d'évaluation

Les classes d'instruments financiers retenus au sens de la norme IFRS 7 sont :

- les actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ;
- les actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance ;
- les prêts et créances financières ;
- les actifs financiers disponibles à la vente ;
- les clients et comptes rattachés ;
- la trésorerie et les équivalents de trésorerie ;
- les dettes financières et dettes d'exploitation ;
- les instruments financiers dérivés.

Les instruments financiers à la juste valeur sont classés selon le niveau de hiérarchie suivant :

- niveau 1 (cours cotés) : instruments financiers faisant l'objet de cotations sur un marché actif ;
- niveau 2 (données observables) : instruments financiers dont l'évaluation fait appel à l'utilisation de techniques de valorisation reposant sur des paramètres observables ;

- niveau 3 (modèle interne) : instruments financiers dont l'évaluation fait appel à l'utilisation de techniques de valorisation reposant pour tout ou partie sur des paramètres non observables.

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

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

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

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction, à leur coût d'acquisition y compris frais accessoires d'achat. À chaque date d'arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur, déterminée soit sur la base de prix cotés, disponibles auprès de contributeurs externes, pour les instruments financiers cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers.

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

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

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

Les variations de juste valeur des autres contrats de matières premières qualifiés de dérivés sont isolées au niveau d'une ligne particulière du compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading », en dessous de l'excédent brut d'exploitation.

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

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

1.3.17.1.2 Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance

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

1.3.17.1.3 Prêts et créances financiers

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

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

1.3.17.1.4 Actifs financiers disponibles à la vente

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

Les actifs financiers disponibles à la vente sont comptabilisés au coût d'acquisition à leur date de transaction, puis en date d'arrêté comptable à leur juste valeur.

Leur évaluation à la juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés, disponibles auprès de contributeurs externes, pour les instruments financiers cotés sur un marché actif. La juste valeur est déterminée selon la méthode des flux futurs actualisés pour les autres instruments financiers. Quand une juste valeur ne peut être estimée de manière fiable au moyen d'autres méthodes d'évaluation admises comme l'actualisation des flux futurs, ces titres sont évalués à leur coût d'acquisition, diminué de toute dépréciation cumulée.

Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres, sauf en cas de perte avérée auquel cas une dépréciation est constatée en résultat (voir note 1.3.17.2.2).

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

1.3.17.1.5 Dettes financières et dettes d'exploitation

Les dettes financières sont comptabilisées selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les intérêts calculés au taux d'intérêt effectif, sont comptabilisés au poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette financière. La juste valeur de la dette est calculée par actualisation des flux futurs au taux de marché.

1.3.17.1.6 Instruments financiers dérivés

Champ d'application

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

En particulier, les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières sont considérés comme exclus

du champ d'application de la norme IAS 39, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est démontrée dès que les conditions suivantes sont réunies :

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

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

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

Si les conditions prévues par la norme sont réunies, un dérivé incorporé est comptabilisé séparément, en date de la mise en place du contrat.

Évaluation et comptabilisation

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

La variation de juste valeur de ces instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce dernier cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

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

Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

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

Les critères retenus par le Groupe pour la qualification d'un instrument dérivé comme une opération de couverture sont ceux prévus par la norme IAS 39 :

- l'opération de couverture doit couvrir les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie imputables au risque couvert et l'efficacité de la couverture (représentant le niveau de compensation des variations

de valeur de l'instrument de couverture avec celles de l'élément couvert ou de la transaction future) se situe dans une fourchette comprise entre 80 % et 125 % ;

- en ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable ;
- l'efficacité de la couverture est déterminée de manière fiable ;
- l'opération de couverture est étayée par une documentation adéquate dès sa mise en place.

La relation de couverture prend fin dès lors que :

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

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe étant réputés éligibles à la comptabilité de couverture, les résultats relatifs aux instruments dérivés internes sont éliminés dans les comptes consolidés. Toutefois, dans le cadre d'une relation de couverture initiée au moyen de dérivés internes au Groupe, la comptabilité de couverture s'applique s'il est démontré que les instruments dérivés internes donnent lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe.

Le Groupe retient la typologie de couverture suivante :

(A) Couverture de juste valeur

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

(B) Couverture de flux de trésorerie

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

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

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

(C) Couverture d'un investissement net

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité étrangère. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la sortie de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

Le Groupe enregistre la variation de valeur liée à l'effet taux des dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger en capitaux propres au même titre que la variation de valeur liée au change.

1.3.17.2 Dépréciation des actifs financiers

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

1.3.17.2.1 Actifs financiers comptabilisés au coût amorti

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

1.3.17.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

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

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

Pour les actifs financiers disponibles à la vente (hors actifs dédiés) détenus par les sociétés contrôlées, le Groupe retient comme critère de dépréciation utilisé de manière générale une durée de 3 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée et une baisse de 50 % par rapport à son coût historique pour apprécier le caractère important de la perte de valeur.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente détenus dans le cadre des actifs dédiés d'EDF, le Groupe retient une durée de 5 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée et une baisse de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille pour apprécier le caractère important de celle-ci. En effet, s'agissant du portefeuille d'actifs dédiés, le Groupe prend en considération les éléments propres à leur nature : des obligations légales et réglementaires attachées à ces fonds, l'échéance des décaissements qu'ils financeront et la gestion long terme de ces fonds.

1.3.17.3 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise tout ou partie :

- d'un actif financier lorsque les droits contractuels constituant cet actif arrivent à expiration, lorsque le Groupe transfère substantiellement la quasi-totalité des risques inhérents à la propriété de l'actif ;
- d'un passif financier lorsque le passif est éteint du fait de l'annulation de l'obligation ou de l'arrivée à échéance. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

1.3.17.4 Opérations de titrisation

Lorsqu'il est démontré que le Groupe n'a pas le contrôle des fonds communs de créances issus des opérations de titrisation, ils sont exclus du périmètre de consolidation. Dans le cas contraire, la contrepartie de la trésorerie reçue est portée en « Autres dettes ».

1.3.18 Stocks et en-cours

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks de négoce qui sont évalués à leur valeur de marché. Le coût des stocks est déterminé en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

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

1.3.18.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

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

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

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

Les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

1.3.18.2 Matières et autres stocks d'exploitation

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en retenant les coûts d'achat directs et indirects.

Les provisions constituées pour les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance dépendent du taux de rotation de ces pièces et de la durée de vie des unités de production.

Les certificats d'énergie renouvelable sont également enregistrés dans les autres stocks (voir note 1.3.29.2).

1.3.19 Clients et comptes rattachés

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

Cette rubrique enregistre également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée, non relevée et non facturée. Une dépréciation est constituée pour faire face au risque potentiel de non-recouvrement.

1.3.20 Trésorerie et équivalents de trésorerie

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

Les titres détenus à court terme et classés en « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat dans la rubrique « Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie ».

1.3.21 Capitaux propres

1.3.21.1 Écart de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers

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

1.3.21.2 Frais d'émission de capital

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

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

1.3.22 Actions propres

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

1.3.23 Provisions hors avantages au personnel

Les provisions sont comptabilisées par le Groupe si les trois conditions suivantes sont remplies :

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

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

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

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

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

Les provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à chaque pays ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers cœurs) ;
- les pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie :
 - les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel de l'électricité,
 - les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût de production de l'énergie à livrer.

Les provisions constituées pour dépenses d'aval du cycle nucléaire, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers cœurs, pour pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie, sont estimées en fonction des décaissements futurs actualisés à partir des taux représentant la meilleure estimation d'un taux de rendement à long terme sur les marchés obligataires.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques du pays dans lequel est située l'entité économique.

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

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

- en variation des actifs correspondants lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

1.3.24 Avantages du personnel

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

1.3.24.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

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

Ainsi pour les retraites et les autres avantages postérieurs à l'emploi, cette méthode d'évaluation tient compte en particulier des données suivantes :

- des salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables (service actif, nombre d'enfants en prenant en compte l'allongement de la durée de cotisation des agents, nécessaire pour ouvrir une pension à taux plein) ;
- des effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- des réversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des Industries électriques et gazières (IEG) ;
- d'un taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements, déterminé suivant la norme IAS 19, comme le taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, le taux des obligations d'État, à la clôture, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur des actifs destinés à couvrir les engagements de retraite, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements ainsi déterminée.

Pour les retraites et les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels provenant essentiellement de la variation du taux d'actualisation ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge comptabilisée au titre des engagements envers le personnel intègre :

- la charge correspondant à l'acquisition des droits supplémentaires, ainsi qu'à l'actualisation financière des droits existants ;
- le produit correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs ;
- la charge ou le produit lié aux modifications des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

1.3.24.2 Engagements concernant les retraites et les avantages postérieurs à l'emploi

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

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

Les principaux engagements de retraite concernent les sociétés anglaises, américaines et italiennes, et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Filiales françaises relevant du régime des IEG

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

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG intervenue en 2004 et entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, les provisions comptabilisées au titre du régime spécial de retraite correspondent aux droits spécifiques des agents c'est-à-dire les prestations non couvertes par les régimes de droit commun.

Sont donc compris dans la provision au titre des retraites :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1^{er} janvier 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits passés étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement) ;
- les droits spécifiques des agents bénéficiant d'un départ anticipé par rapport à l'âge de départ légal du régime général.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la Caisse Nationale des IEG (CNIIEG) qui sont à la charge de l'entreprise, la CNIIEG assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

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

- **Les avantages en nature énergie** : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel (« tarif agent »). L'engagement d'EDF relatif à la fourniture d'énergie aux agents de EDF et de GDF Suez correspond à la valeur actuelle probable des kWh fournis aux agents pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec GDF Suez.
- **Les indemnités de fin de carrière** : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance.
- **Les indemnités de secours immédiat** : les indemnités de secours immédiat au décès ont pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (Article 26 – § 5 du Statut National). Elles sont versées aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à 2 mois de pension) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques).
- **Les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière** : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leurs activités, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.
- **Les autres avantages** comprennent les indemnités compensatrices de frais d'études, les indemnités complémentaires de retraite, le compte épargne-jour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors des sociétés des IEG.

1.3.24.3 Engagements concernant les autres avantages à long terme

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

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

1.3.25 Paiements sur la base d'actions

Suivant la législation en vigueur en France, les salariés d'un groupe français peuvent bénéficier de mesures d'attribution d'actions. Ainsi, l'article 11 de la loi de privatisation de 1986 et l'article 26 de la loi du 9 août 2004

prévoient qu'une cession par l'État, d'une part du capital d'une entreprise publique, doit être accompagnée d'une offre réservée aux salariés et anciens salariés. De même, l'entreprise peut mettre en œuvre des plans d'attribution d'actions gratuites.

Au regard de la norme IFRS 2, ces avantages accordés aux salariés et anciens salariés constituent des charges de personnel pour l'entreprise, assimilables à des compléments de rémunération, et comptabilisés comme tels, en contrepartie des capitaux propres.

La valorisation de l'avantage dans le cas d'une offre réservée aux salariés et anciens salariés, se fait sur la base de la différence entre le prix de souscription et le cours de l'action au jour de l'attribution, avec une évaluation par calcul actuariel des impacts, le cas échéant, des délais de paiement, de la période d'incessibilité, et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites.

Dans le cas d'attribution d'actions gratuites, l'avantage est valorisé sur la base du cours de l'action au jour de l'attribution, en fonction du nombre d'actions accordées et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits.

1.3.26 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité en France.

Ces passifs représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges sont décomposés, depuis le 1^{er} janvier 2007, au passif du bilan en :

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

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

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

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

- les droits du concédant sur les biens existants, représentatifs de la part réputée détenue par le concédant dans les biens, sont évalués sur la base des biens figurant à l'actif ;

- les obligations au titre des biens à renouveler sont calculées à partir de la valeur estimée du bien à renouveler déterminée à chaque fin d'exercice en prenant en compte l'usure du bien à cette date avec pour assiette de calcul :

- pour la provision pour renouvellement, la différence entre la valeur de remplacement du bien calculée en date de clôture et la valeur d'origine. Les dotations annuelles à la provision sont assises sur cette différence diminuée des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ce mode de dotation conduit à enregistrer des charges qui, pour un bien donné, progressent dans le temps,
- pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

L'évaluation de ces passifs est sujette à des aléas, entre autres en termes de coûts et de dates de décaissements.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes-rendus d'activité.

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

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

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

- l'assiette de calcul de la provision pour renouvellement repose sur une valeur de remplacement estimée en fin de vie du bien en fonction d'un taux d'inflation prévisionnel de 2 % par an, minorée de la valeur d'origine du bien. Ce montant est constitué au fur et à mesure de l'usure du bien et actualisé à partir d'un taux de 5 % ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 5 %.

Le tableau qui suit donne les impacts pour EDF et ERDF d'une telle actualisation pour l'exercice 2010 :

1.3.26.1 Impact sur le compte de résultat

(en millions d'euros et avant impôt)	2010
Résultat d'exploitation	800
Résultat financier	(590)
Résultat avant impôt	210

1.3.26.2 Impact bilan – capitaux propres

(en millions d'euros et avant impôt)	2010
À l'ouverture	2 330
À la clôture	2 540

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

1.3.27 Subventions d'investissement

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

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

Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan. Le résultat des activités en cours de cession est présenté après impôt sur une ligne distincte du compte de résultat. Dans le tableau de flux de trésorerie, les variations nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie des activités en cours de cession sont également isolées sur une ligne distincte.

1.3.29 Environnement

1.3.29.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

En l'absence de dispositions IFRS spécifiques, le Groupe a retenu le traitement comptable dit de « l'approche nette » qui consiste à ne rien comptabiliser au titre des émissions réalisées tant que l'entité ne projette pas une position annuelle déficitaire des droits d'émission. Seuls les achats et les ventes de quotas font l'objet d'enregistrements comptables.

De ce fait, le Groupe retient les principes suivants :

- les droits d'émission acquis à titre onéreux sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition ; lorsque les droits d'émission sont remis gratuitement dans le cadre du plan national d'allocation des quotas (PNAQ) par l'État concerné, ils n'apparaissent pas au bilan (valorisation nulle) ;
- lorsque les émissions réalisées sur l'exercice d'une entité du Groupe sont supérieures aux droits alloués par l'État possédés à la clôture et non vendus à terme, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions. Cette provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis au comptant ou à terme et pour le solde par référence au prix de marché. Cette provision est soldée lors de la restitution des droits à l'État.

Si le nombre de droits d'émission acquis inscrits en immobilisations incorporelles au 31 décembre de l'exercice et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits acquis qui seront à restituer à l'État au titre de l'année, un test de dépréciation doit être effectué sur cet excédent. Si la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable, une dépréciation doit être constatée ou le cas échéant, reprise pour partie ou en totalité.

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

1.3.29.2 Certificats d'énergie renouvelable

La valorisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable (énergie verte) s'opère à travers deux grands mécanismes :

- le prix de vente qui intègre les coûts liés à la production de cette électricité (EDF) ;
- l'obtention de certificats d'énergie renouvelable.

Ainsi, le mécanisme des certificats d'énergie renouvelable s'applique :

- aux producteurs non contraints (car l'obligation porte sur la commercialisation : Pologne, EDF EN) ;
- aux producteurs contraints (car l'obligation porte sur la production ou car ils sont également commercialisateurs et ont, à ce titre, une obligation de commercialisation : Edison, Fenice, EDF Energy).

Le groupe EDF retient les traitements comptables suivants :

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

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

1.3.29.3 Certificats d'économie d'énergie (CEE)

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

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

Dans le cadre général d'un dispositif des certificats d'économies d'énergie (semblable, par exemple, à celui instauré par la loi française du 15 juillet 2005) :

- les certificats obtenus auprès de l'État suite aux actions réalisées ne font pas l'objet d'un enregistrement en comptabilité ;
- les acquisitions de certificats d'économies d'énergie sont enregistrées en :
 - charges si ces acquisitions sont destinées à satisfaire l'obligation,
 - immobilisations incorporelles si ces certificats sont acquis en vue de leur vente et en l'absence d'un marché actif.

1.3.29.4 Dépenses environnementales

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

- dépenses capitalisées dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources ;
- passifs environnementaux et dotations aux provisions pour risques environnementaux dès lors que l'obligation existe à la clôture de

l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources, représentative d'avantages économiques ;

- charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

Note 2 - Comparabilité des exercices

Le Groupe a procédé à plusieurs changements de méthodes comptables en 2010. Par ailleurs, l'application de la norme IFRS 5 du fait de l'opération de cession en cours de la participation du Groupe dans EnBW a un impact sur la présentation du compte de résultat et du tableau de flux de trésorerie 2009.

Les effets sur la comparabilité des exercices de ces différents éléments sont présentés ci-après.

2.1 ●● Changements de méthodes comptables et de présentation

2.1.1 IFRIC 18 « Transferts d'actifs provenant de clients »

L'interprétation IFRIC 18 « Transferts d'actifs provenant de clients » est d'application obligatoire depuis le 1^{er} janvier 2010. Elle entraîne un changement de méthode comptable pour EDF, ERDF, Électricité de Strasbourg, EDF Energy et EDF Demasz. Pour ces entités, les revenus de raccordement sont comptabilisés à compter du 1^{er} janvier 2010 en produit de l'exercice. L'étalement de ces revenus est par conséquent supprimé et les produits constatés d'avance liés à cet étalement sont repris par les capitaux propres. Pour EDF Energy et EDF Demasz, du fait du mode de rémunération de leurs actifs régulés, la reconnaissance immédiate en chiffre d'affaires est compensée par l'amortissement accéléré des actifs de raccordement concernés. Les évaluations et autres informations nécessaires pour appliquer IFRIC 18 aux transferts passés étant disponibles dans les différentes entités du Groupe concernées, l'interprétation a été appliquée de façon rétrospective. Ce mode d'application conduit à présenter une information comparative de la période précédente. L'impact positif sur les capitaux propres – part du Groupe, s'élève à 1 938 millions d'euros au 1^{er} janvier 2009, et 1 934 millions d'euros au 31 décembre 2009. Cet impact concerne en totalité EDF, ERDF et Électricité de Strasbourg.

2.1.2 IFRIC 12 « Accords de concession de services »

L'interprétation IFRIC 12 est d'application obligatoire depuis le 1^{er} janvier 2010.

IFRIC 12 s'applique pour certains contrats des sous-groupes Edison et Dalkia, pour lesquels les infrastructures sont comptabilisées comme des actifs incorporels et non plus comme des immobilisations corporelles.

L'application rétrospective de cette norme conduit à présenter une information comparative de la période précédente.

L'impact sur les capitaux propres de l'application d'IFRIC 12 au 1^{er} janvier et au 31 décembre 2009 n'est pas significatif. Au 31 décembre 2009, les actifs corporels nets sont minorés de 124 millions d'euros et les actifs incorporels nets augmentés d'autant.

2.1.3 Changement de présentation de la variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading

Afin d'améliorer la lisibilité de sa performance opérationnelle, le Groupe a modifié la présentation dans son compte de résultat de la variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading.

Ces éléments correspondent pour l'essentiel aux variations de juste valeur sur la période des instruments financiers dérivés utilisés dans un objectif de couverture économique d'opérations d'achats ou de ventes de matières premières, mais qui ne sont pas ou ne sont plus éligibles à la comptabilité de couverture telle que définie dans la norme IAS 39. Ces variations sont par conséquent comptabilisées directement en résultat de la période.

Le Groupe a décidé en 2010 d'isoler ces éléments au niveau d'une ligne particulière de son compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading », en dessous de l'excédent brut d'exploitation. Ces effets étaient auparavant enregistrés au niveau du chiffre d'affaires et des achats de combustible et d'énergie, selon que les instruments dérivés étaient destinés à la couverture économique de ventes ou d'achats d'énergie.

Ce changement de présentation a un impact négatif de (539) millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation 2009, dont (332) millions d'euros sur le chiffre d'affaires et (207) millions d'euros sur les achats de combustible et d'énergie. Il n'a pas d'impact au niveau du résultat net consolidé et des capitaux propres consolidés du Groupe.

2.2 ●● IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées »

Les impacts de l'application d'IFRS 5 aux états financiers 2009 sont liés à la cession en cours de la participation du Groupe dans EnBW.

En application de la norme IFRS 5, le résultat net des activités en cours de cession est présenté sur une ligne distincte du compte de résultat pour les exercices présentés. Au niveau du tableau de flux de trésorerie, la variation nette de trésorerie des activités en cours de cession est inscrite sur une ligne

2.1.4 IAS 27 « États financiers consolidés et individuels » amendée

La norme IAS 27 amendée modifie les dispositions de la norme IAS 7 « Tableau de flux de trésorerie » de manière rétrospective. De ce fait, une information comparative de la période précédente est fournie.

L'ensemble des flux de trésorerie résultant de changements du pourcentage d'intérêt dans une filiale sans perte de contrôle est dorénavant présenté sur une ligne particulière « Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle » au sein des flux de financement dans le tableau de flux de trésorerie consolidé. Ces flux de trésorerie étaient auparavant présentés au sein des flux d'investissement, au niveau de la ligne « Acquisitions/cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise/cédée ».

distincte du tableau de flux de trésorerie pour les exercices présentés.

Au niveau du bilan, les actifs et passifs des activités destinées à être cédées ne sont en revanche pas retraités sur l'exercice 2009.

2.3 ●● Impact sur les comptes consolidés de l'exercice 2009

2.3.1 Impact sur le compte de résultat 2009

<i>(en millions d'euros)</i>	2009 publié	Impact IFRIC 18	Impact IFRIC 12	Impact couverture économique – IAS 39	Impact IFRS 5	2009 retraité
Chiffre d'affaires	66 336	195	5	(332)	(7 064)	59 140
Achats de combustible et d'énergie	(26 558)	-	-	(207)	4 175	(22 590)
Autres consommations externes	(11 231)	-	-	-	1 018	(10 213)
Charges de personnel	(11 452)	-	-	-	744	(10 708)
Impôts et taxes	(2 917)	-	-	-	15	(2 902)
Autres produits et charges opérationnels	3 288	-	(5)	-	(81)	3 202
Excédent brut d'exploitation	17 466	195	-	(539)	(1 193)	15 929
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières premières hors activités de trading	-	-	-	539	-	539
Dotations aux amortissements	(6 976)	(201)	1	-	380	(6 796)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(490)	-	-	-	-	(490)
(Pertes de valeur)/reprises	(66)	-	-	-	17	(49)
Autres produits et charges d'exploitation	173	-	-	-	-	173
Résultat d'exploitation	10 107	(6)	1		(796)	9 306
Coût de l'endettement financier brut	(2 709)	-	-	-	180	(2 529)
Charges d'actualisation	(3 229)	-	-	-	232	(2 997)
Autres produits et charges financiers	1 413	-	-	-	(91)	1 322
Résultat financier	(4 525)	-	-	-	321	(4 204)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 582	(6)	1	-	(475)	5 102
Impôts sur les résultats	(1 614)	2	-	-	180	(1 432)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	120	-	-	-	(16)	104
Résultat net des activités en cours de cession	-	-	-	-	311	311
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	4 088	(4)	1	-	-	4 085
Dont :						
Résultat net des activités poursuivies	3 905	(4)	1	-	(286)	3 616
Résultat net des activités en cours de cession	-	-	-	-	286	286
Résultat net part du Groupe	3 905	(4)	1	-	-	3 902
Résultat net des activités poursuivies	183	-	-	-	(25)	158
Résultat net des activités en cours de cession	-	-	-	-	25	25
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	183	-	-	-	-	183

2.3.2 Impact sur le bilan au 31 décembre 2009

ACTIF (en millions d'euros)	31/12/2009 publié	Impact IFRIC 18	Impact IFRIC 12	31/12/2009 retraité
Goodwill	13 526	-	-	13 526
Autres actifs incorporels	5 455	-	124	5 579
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	42 451	-	-	42 451
Immobilisations en concessions des autres activités	28 251	(1 270)	(124)	26 857
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	58 734	-	-	58 734
Participations dans les entreprises associées	4 421	-	-	4 421
Actifs financiers non courants	24 498	-	-	24 498
Impôts différés	3 099	(609)	-	2 490
Actif non courant	180 435	(1 879)	-	178 556
Stocks	12 662	-	-	12 662
Clients et comptes rattachés	19 633	-	-	19 633
Actifs financiers courants	12 450	-	-	12 450
Actifs d'impôts courants	376	-	-	376
Autres débiteurs	8 111	-	-	8 111
Trésorerie et équivalents de trésorerie	6 982	-	-	6 982
Actif courant	60 214	-	-	60 214
Actifs détenus en vue de la vente	1 265	-	-	1 265
TOTAL DE L'ACTIF	241 914	(1 879)	-	240 035
CAPITAUX PROPRES ET PASSIF (en millions d'euros)	31/12/2009 publié	Impact IFRIC 18	Impact IFRIC 12	31/12/2009 retraité
Capital	924	-	-	924
Réserves et résultats consolidés	27 028	1 934	5	28 967
Capitaux propres – part du Groupe	27 952	1 934	5	29 891
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 773	3	-	4 776
Total des capitaux propres	32 725	1 937	5	34 667
Provisions pour aval du cycle nucléaire	17 531	-	-	17 531
Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	20 003	-	-	20 003
Provisions pour avantages du personnel	13 412	-	-	13 412
Autres provisions	1 188	-	-	1 188
Provisions non courantes	52 134	-	-	52 134
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France :				
- existants	19 667	-	-	19 667
- à renouveler	20 217	-	(7)	20 210
Passifs financiers non courants	44 755	-	-	44 755
Autres créditeurs	5 725	(2 365)	-	3 360
Impôts différés	7 652	-	2	7 654
Passif non courant	150 150	(2 365)	(5)	147 780
Provisions	5 858	-	-	5 858
Fournisseurs et comptes rattachés	13 348	-	-	13 348
Passifs financiers courants	16 560	-	-	16 560
Dettes impôts courants	564	-	-	564
Autres créditeurs	22 298	(1 451)	-	20 847
Passif courant	58 628	(1 451)	-	57 177
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	411	-	-	411
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	241 914	(1 879)	-	240 035

2.3.3 Impact sur le bilan au 1^{er} janvier 2009

ACTIF (en millions d'euros)	01/01/2009 publié	Impact IFRIC 18	Impact IFRIC 12	01/01/2009 retraité
Goodwill	6 807	-	-	6 807
Autres actifs incorporels	3 099	-	124	3 223
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	41 213	-	-	41 213
Immobilisations en concessions des autres activités	26 959	(1 000)	(124)	25 835
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	39 403	-	-	39 403
Participations dans les entreprises associées	2 852	-	-	2 852
Actifs financiers non courants	18 103	-	-	18 103
Impôts différés	2 900	(611)	-	2 289
Actif non courant	141 336	(1 611)	-	139 725
Stocks	9 290	-	-	9 290
Clients et comptes rattachés	19 144	-	-	19 144
Actifs financiers courants	15 329	-	-	15 329
Actifs d'impôts courants	992	-	-	992
Autres débiteurs	8 530	-	-	8 530
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 869	-	-	5 869
Actif courant	59 154	-	-	59 154
Actifs détenus en vue de la vente	2	-	-	2
TOTAL DE L'ACTIF	200 492	(1 611)	-	198 881
CAPITAUX PROPRES ET PASSIF (en millions d'euros)	01/01/2009 publié	Impact IFRIC 18	Impact IFRIC 12	01/01/2009 retraité
Capital	911	-	-	911
Réserves et résultats consolidés	22 286	1 938	4	24 228
Capitaux propres – part du Groupe	23 197	1 938	4	25 139
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	1 801	3	-	1 804
Total des capitaux propres	24 998	1 941	4	26 943
Provisions pour aval du cycle nucléaire	14 686	-	-	14 686
Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	13 886	-	-	13 886
Provisions pour avantages du personnel	12 890	-	-	12 890
Autres provisions	1 953	-	-	1 953
Provisions non courantes	43 415	-	-	43 415
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France :				
- existants	19 025	-	-	19 025
- à renouveler	19 491	-	(6)	19 485
Passifs financiers non courants	25 584	-	-	25 584
Autres créditeurs	5 628	(2 380)	-	3 248
Impôts différés	4 134	(1)	2	4 135
Passif non courant	117 277	(2 381)	(4)	114 892
Provisions	4 722	-	-	4 722
Fournisseurs et comptes rattachés	13 957	-	-	13 957
Passifs financiers courants	18 958	-	-	18 958
Dettes impôts courants	383	-	-	383
Autres créditeurs	20 197	(1 171)	-	19 026
Passif courant	58 217	(1 171)	-	57 046
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	200 492	(1 611)	-	198 881

2.3.4 Impact sur le tableau de flux de trésorerie 2009

(en millions d'euros)	2009 publié	Impact IFRIC 18	Impact IFRIC 12	Impact IAS 7 amendée	Impact IFRS 5	2009 retraité
Opérations d'exploitation :						
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	5 582	(6)	1	-	(475)	5 102
Pertes de valeurs/(reprises)	66	-	-	-	(17)	49
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	7 805	201	(1)	-	(442)	7 563
Produits et charges financiers	1 477	-	-	-	(36)	1 441
Dividendes reçus des entreprises associées	143	-	-	-	(39)	104
Plus- ou moins-values de cession	(569)	-	-	-	3	(566)
Variation du besoin en fonds de roulement	(983)	(195)	-	-	(290)	(1 468)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	13 521	-	-	-	(1 296)	12 225
Frais financiers nets décaissés	(1 408)	-	-	-	41	(1 367)
Impôts sur le résultat payés	(963)	-	-	-	94	(869)
Annulation de la décision de la Commission européenne	1 224	-	-	-	-	1 224
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	12 374	-	-	-	(1 161)	11 213
Opérations d'investissement :						
Acquisitions/cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)	(13 160)	-	-	(2 350)	1 390	(14 120)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	(12 370)	-	-	-	593	(11 777)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	252	-	-	-	(51)	201
Variations d'actifs financiers	334	-	-	-	128	462
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(24 944)	-	-	(2 350)	2 060	(25 234)
Opérations de financement :						
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	2 350	-	2 350
Dividendes versés par EDF	(1 228)	-	-	-	-	(1 228)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(83)	-	-	-	22	(61)
Actions propres	12	-	-	-	-	12
Flux de trésorerie avec les actionnaires	(1 299)	-	-	2 350	22	1 073
Émissions d'emprunts	30 228	-	-	-	(956)	29 272
Remboursements d'emprunts	(15 486)	-	-	-	242	(15 244)
Augmentation des passifs spécifiques des concessions	253	-	-	-	-	253
Subventions d'investissement	214	-	-	-	(1)	213
Autres flux de trésorerie liés aux activités de financement	15 209	-	-	-	(715)	14 494
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	13 910	-	-	2 350	(693)	15 567
Flux de trésorerie des activités poursuivies	1 340	-	-	-	206	1 546
Flux de trésorerie des activités en cours de cession	-	-	-	-	(206)	(206)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	1 340	-	-	-	-	1 340
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	5 869	-	-	-	-	5 869
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	1 340	-	-	-	-	1 340
Incidence des variations de change	(237)	-	-	-	-	(237)
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	45	-	-	-	-	45
Incidence des autres reclassements	(35)	-	-	-	-	(35)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	6 982	-	-	-	-	6 982

Note 3 - Évolutions réglementaires en France

3.1 ●● Loi NOME

La loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité) a été promulguée le 7 décembre 2010 et publiée au Journal Officiel le 8 décembre. Ses décrets d'application sont attendus pour 2011. Cette loi a pour objectif la mise en place d'une nouvelle organisation du marché français de l'électricité qui concilie une forte régulation et un développement de la concurrence.

Elle prévoit la mise en place d'un accès régulé à l'électricité du parc nucléaire existant, ouvert à tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals en France métropolitaine et aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes. Ainsi, EDF cédera jusqu'à 100 TWh par an (environ 25 %) de l'électricité produite par les centrales du parc nucléaire historique à un prix régulé, le prix de l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH).

Ce système sera effectif pour une période de 15 ans, jusqu'au 31 décembre 2025.

La loi pérennise les tarifs réglementés pour les clients résidentiels et les petits consommateurs professionnels mais supprime les tarifs réglementés pour les entreprises à partir du 31 décembre 2015. Le TaRTAM disparaîtra à la mise en place effective du dispositif de l'ARENH.

La loi autorise EDF à prolonger de 5 ans l'échéance de constitution des actifs dédiés au financement du démantèlement des installations nucléaires et de l'aval du cycle du combustible instaurée par la loi du 28 juin 2006. L'échéance est donc décalée de mi-2011 à mi-2016.

3.2 ●● Prolongation de la durée d'application du Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)

La loi du 7 décembre 2006 a instauré, sur le territoire métropolitain français, un Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), applicable de plein droit au consommateur final d'électricité qui choisit d'en bénéficier. Les fournisseurs qui – suite à cette demande – vont alimenter leurs clients au TaRTAM, alors même qu'ils ne peuvent produire ou acquérir l'électricité fournie à un prix inférieur, bénéficient alors d'une compensation entre le coût de l'électricité fournie et les recettes liées à la fourniture au tarif réglementé transitoire. La loi de modernisation de l'économie du 4 août 2008 a prévu une application du TaRTAM jusqu'en juin 2010.

La loi du 7 juin 2010 a prolongé le dispositif du TaRTAM de 6 mois jusqu'au 31 décembre 2010. Par ailleurs, la loi NOME a prolongé le dispositif jusqu'à

la mise en place effective de l'ARENH, attendue en 2011, pour laquelle des textes d'applications sont nécessaires.

La prolongation du dispositif TaRTAM résultant de l'application des lois du 7 juin 2010 et du 7 décembre 2010 se traduit dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2010 par une charge de 401 millions d'euros au titre de la compensation des fournisseurs d'électricité sur le second semestre 2010 et sur 2011, compensée à hauteur de 21 millions d'euros par les refacturations attendues auprès de partenaires dans les centrales nucléaires auxquels ces charges sont répercutées.

Ce montant est estimé au mieux de la connaissance du Groupe à partir d'une série d'hypothèses sujettes à des aléas.

3.3 ●● CSPE

La CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF. Elle est perçue directement par les commercialisateurs d'électricité, dont EDF, auprès du consommateur final et était fixée à 4,5 euros/MWh depuis 2004 et limitée à 7 % du tarif (soit 5,48 euros/MWh).

La loi de finances 2011 supprime le plafond légal et dispose que, lorsque le Gouvernement ne donne pas suite à la proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie, le montant proposé par celle-ci (12,9 euros/MWh en 2011) entrera automatiquement en vigueur le 1^{er} janvier dans la limite d'une augmentation annuelle de 3 euros/MWh.

Ainsi, à compter du 1^{er} janvier 2011, la CSPE est relevée à 7,5 euros/MWh.

3.4 ●● Réforme des retraites – application de la loi du 9 novembre 2010

La loi du 9 novembre 2010 est venue modifier le régime général des retraites. Ainsi, sont relevés progressivement de deux ans l'âge d'ouverture des droits à retraite, l'âge d'annulation de la décote et la limite d'âge d'activité.

Du fait de l'adossement, intervenu en 2004, du régime spécial de retraite des Industries électriques et gazières (IEG) au régime général des retraites, ce relèvement de l'âge d'ouverture des droits du régime général vient modifier les droits repris par les régimes de droit commun pour EDF et les filiales du Groupe faisant partie des IEG.

Ce texte de loi est transposé aux IEG par une modification du statut national du personnel qui précise le calendrier de relèvement progressif pour les IEG, puisque celui-ci ne prendra effet qu'à compter de 2017.

La principale mesure de cette réforme concernant l'âge de départ en retraite, c'est-à-dire une des hypothèses actuarielles prises en compte dans le calcul de l'engagement, il a été décidé de considérer cette réforme – ainsi que toutes les mesures comptabilisées en 2010 en lien avec la réforme – comme une modification d'hypothèses actuarielles.

3.5 ●● Concessions de forces hydrauliques

Le ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer a rendu public le 22 avril 2010 la liste des concessions hydroélectriques qui seront renouvelées d'ici 2015. Dix concessions regroupant une cinquantaine d'ouvrages et représentant une puissance de 5 300 MW (dont 4 350 MW produits par EDF) sont concernées. L'État a privilégié le regroupement d'ouvrages dans une même vallée, de façon

à ce qu'un seul interlocuteur soit responsable de l'exploitation des ouvrages et de la satisfaction des besoins des différentes parties prenantes. Les concessionnaires concernés percevront des indemnités – qui restent à définir – en cas de rupture anticipée des concessions. De ce fait, aucun impact ne figure dans les comptes consolidés au 31 décembre 2010 à ce titre.

Note 4 - Autres opérations et événements majeurs

4.1 ●● Opérations de structure et désendettement de l'exercice 2010

4.1.1 Cession de la participation dans EnBW

4.1.1.1 Processus de cession de la participation dans EnBW

Le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le 6 décembre 2010 l'offre de rachat de la participation du Groupe de 45,01 % dans EnBW par le Land du Bade Wurtemberg à un prix de 41,5 euros par action, soit une valeur totale des titres cédés de 4 669 millions d'euros. Cette offre ferme comporte un acompte de 1,5 euro par action payé le 16 décembre 2010 (169 millions d'euros), le versement du solde devant s'effectuer en 2011 après obtention de l'aval des autorités compétentes sur l'opération. L'offre ne comporte aucune garantie de passifs d'EnBW de la part du groupe EDF.

Cette opération se traduira également par l'annulation de l'option de vente à EDF de tout ou partie des 25 % d'actions EnBW détenues par OEW et par la suppression en 2011 de l'engagement hors bilan de 2,3 milliards d'euros au titre de cette option dans les comptes du groupe EDF.

4.1.1.2 Présentation dans les comptes consolidés de la participation dans EnBW

EnBW constituait un secteur opérationnel (secteur « Allemagne ») du Groupe. À compter du 6 décembre 2010 – date d'approbation de l'offre de rachat par le Conseil d'administration d'EDF – et en application d'IFRS 5, la participation du Groupe dans EnBW est par conséquent considérée comme une « activité abandonnée ».

Suite à l'application d'IFRS 5 et sur la base des conditions de l'offre, les actifs et passifs d'EnBW arrêtés au 6 décembre 2010 sont présentés sur une ligne distincte du bilan consolidé. Une présentation détaillée des postes composant les actifs et passifs destinés à être cédés pour la participation EnBW figure en note 44. Les effets sur le compte de résultat et le tableau de flux de trésorerie du Groupe de l'application d'IFRS 5 sont présentés en note 2.

Sur la base de la valeur nette consolidée d'EnBW au 31 décembre 2010 et du prix de cession de l'offre de rachat, aucune perte de valeur n'est à constater sur l'exercice.

4.1.2 Changement de gouvernance de RTE EDF Transport et affectation de 50 % des titres RTE EDF Transport aux actifs dédiés

Un décret du 31 décembre 2010 a conduit à la nomination par l'État de deux représentants supplémentaires au Conseil de Surveillance de RTE EDF Transport en remplacement de représentants d'EDF. À compter de cette date, l'État dispose de quatre représentants au Conseil de Surveillance de RTE EDF Transport, soit au même niveau que ceux d'EDF et ceux des salariés. Ne bénéficiant plus de la majorité au Conseil de Surveillance de RTE EDF Transport, le groupe EDF n'est plus en mesure d'avoir le contrôle exclusif des politiques opérationnelles et financières de RTE EDF Transport au sens d'IAS 27. Compte tenu de l'influence notable que le Groupe exerce, notamment du fait de sa représentation au Conseil de surveillance, la participation du Groupe dans RTE EDF Transport est consolidée selon la méthode de la mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010.

La perte de contrôle de RTE EDF Transport par EDF est considérée comme une transaction sous contrôle commun, en raison :

- du contrôle ultime exercé sur les deux entités EDF et RTE EDF Transport par le même actionnaire, l'État ;
- et des conditions particulières de la perte de contrôle, celle-ci résultant de la seule nomination d'administrateurs par l'État.

Les transactions sous contrôle commun étant exclues du champ d'application d'IFRS 3 révisée, cette opération a été comptabilisée à la valeur comptable sans générer de résultat de déconsolidation.

Les principaux indicateurs financiers relatifs à RTE EDF Transport sont présentés en note 24 « Participations dans les entreprises associées ».

Par ailleurs, le groupe EDF a procédé au 31 décembre 2010 à l'affectation de 50 % des titres RTE EDF Transport aux actifs dédiés (destinés à faire face aux charges futures de démantèlement des centrales nucléaires et de l'aval du cycle du combustible en France).

4.1.3 Cession des réseaux de distribution d'électricité britanniques

4.1.3.1 Processus de cession des activités de réseaux Royaume-Uni

Suite à l'approbation de la Commission européenne et du Ministre de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi, sur avis conforme de la Commission des participations et transferts, EDF a finalisé le 29 octobre 2010 la cession des réseaux de distribution d'électricité britanniques au groupe Cheung Kong (CKI), pour une valeur des fonds propres de 3 180 millions de livres sterling (3 655 millions d'euros au taux de change de 1,1494 euro par livre sterling).

4.1.3.2 Résultat de cession

Le montant figurant dans les comptes consolidés au 31 décembre 2010 au titre du résultat de cession avant impôt des réseaux britanniques est une plus-value de 46 millions d'euros, présentée au niveau des « Autres produits et charges d'exploitation ». Ce montant intègre le recyclage en résultat des effets de conversion nets de couvertures avant impôt.

4.1.4 Endettement financier net du Groupe sur l'exercice 2010

4.1.4.1 Désendettement du Groupe

La cession des activités de réseaux au Royaume-Uni et le changement de méthode de consolidation de RTE EDF Transport – consécutif au changement de gouvernance – ont contribué à un désendettement du Groupe de respectivement 6,7 milliards d'euros et 6,3 milliards d'euros.

Par ailleurs, la finalisation de la cession de la participation du Groupe dans EnBW en 2011 contribuera également à un désendettement du Groupe.

4.1.4.2 Allongement de la maturité moyenne de la dette brute du Groupe

Plusieurs importantes émissions obligataires – détaillées en note 38 – ont été réalisées sur l'exercice 2010 dans le cadre de la politique financière engagée par EDF visant à allonger la maturité moyenne de sa dette brute. Ces opérations traduisent la volonté du Groupe d'adosser sa dette à long terme aux revenus de son activité tout en profitant de conditions de marchés favorables.

4.2 ●● Activités du Groupe aux États-Unis

4.2.1 Historique des opérations (octobre 2007 à octobre 2010)

En octobre 2007, EDF a conclu un partenariat stratégique avec la société Constellation Energy Group (CEG) dans le but de participer à la relance de la production nucléaire aux États-Unis. Ce partenariat s'est traduit par les opérations suivantes :

- montée au capital de CEG (pourcentage de détention de 7,24 % au 31 décembre 2010) ;

- prise d'une participation de 50 % dans UniStar Nuclear Energy (UniStar) par des apports en capital cumulés au 30 juin 2010 de 617 millions de dollars américains, société détenue conjointement (50/50) avec CEG, consolidée selon la méthode de l'intégration proportionnelle et dont l'objectif est de développer le « nouveau nucléaire » aux États-Unis.

Au cours du second semestre 2008 et afin de maintenir cette coopération au moment où CEG connaissait des difficultés de trésorerie, EDF a choisi de renforcer ses liens avec CEG.

Ainsi, le groupe EDF – au travers de sa filiale à 100 % EDF Inc. et CEG ont finalisé, le 6 novembre 2009, la transaction relative à la prise de participation par EDF de 49,99 % dans CENG (Constellation Energy Nuclear Group, entité regroupant les activités de production nucléaire de CEG), prévue par l'accord signé le 17 décembre 2008.

L'ensemble des coûts relatifs à cet investissement comprend le coût d'acquisition initial (4 652 millions de dollars américains), un complément de prix éventuel lié au partage d'avantages fiscaux futurs (estimé alors à 343 millions de dollars américains), ainsi que divers frais connexes à l'acquisition (169 millions de dollars américains) et un apport de trésorerie à CENG (110 millions de dollars américains). Divers passifs relatifs à des engagements contractuels de vente d'énergie représentant, pour la quote-part d'EDF, environ 600 millions de dollars américains nets d'impôts ont également été repris par CENG.

Compte tenu des modalités de gouvernance de CENG et du contrôle conjoint des opérations par le groupe EDF et CEG, cette entité a été consolidée selon la méthode de l'intégration proportionnelle à la date d'entrée dans le périmètre de consolidation, soit le 6 novembre 2009.

Cette prise de participation s'est accompagnée de divers accords, notamment un contrat d'option de vente, destiné à renforcer la liquidité de CEG, valable pour une durée de deux ans jusqu'au 31 décembre 2010, et donnant à CEG le droit de vendre à EDF onze actifs de production non nucléaire dans la limite de deux milliards de dollars américains.

Cette option de vente a été considérée représentative d'un engagement hors bilan.

4.2.2 Accord du 3 novembre 2010 entre EDF et Constellation Energy Group

EDF et CEG ont finalisé le 3 novembre 2010 un accord global qui réorganise le partenariat entre les deux groupes, supprime l'option de vente d'actifs de production non nucléaire pour deux milliards de dollars américains et octroie à EDF le contrôle à 100 % d'UniStar.

Selon les termes de cet accord, EDF acquiert la participation de 50 % de CEG dans UniStar et détient désormais 100 % du capital de cette société. De son côté, CEG s'est engagé à transférer à UniStar les terrains permettant le développement des sites nucléaires potentiels de Nine Mile Point et de R.E. Ginna dans l'État de New York. À la suite de la cession de sa participation, CEG s'est désengagé du développement et du financement du projet de construction d'un nouveau réacteur sur le site de Calvert Cliffs 3.

En contrepartie de ces différents éléments, EDF a versé 140 millions de dollars américains à CEG. L'accord prévoit également le transfert par EDF à CEG de 3,5 millions d'actions CEG qu'il détient. EDF a par ailleurs renoncé, à compter de ce transfert, à son poste d'administrateur au Conseil d'administration de CEG.

De son côté, CEG a renoncé au contrat d'option de vente à EDF de certains actifs de production non nucléaire dans la limite de deux milliards de dollars américains.

La structure actionnariale actuelle de CENG reste inchangée : CEG est actionnaire à hauteur de 50,01 % et son partenaire EDF à hauteur de 49,99 %.

4.2.3 Constellation Energy Nuclear Group (CENG)

4.2.3.1 Finalisation du bilan d'ouverture et du prix d'acquisition

Les actifs identifiables, passifs et passifs éventuels de CENG, qui satisfont aux critères de comptabilisation de la norme IFRS 3 (telle que publiée en 2004) ont été comptabilisés dans le bilan d'ouverture à leur juste valeur à la date d'acquisition du 6 novembre 2009.

Conformément aux dispositions de cette norme, ces valeurs ont été déterminées provisoirement au 31 décembre 2009, le Groupe disposant de douze mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition ainsi que l'harmonisation des méthodes et règles d'évaluation.

Ces travaux de finalisation ont conduit à la détermination d'un bilan d'entrée définitif de CENG sur le second semestre 2010.

<i>(en millions d'euros)</i>	Bilan d'ouverture définitif
Actif	
Actifs incorporels	42
Immobilisations de production	3 811
Actifs financiers	407
Stocks	268
Clients et comptes rattachés	18
Autres débiteurs	13
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2
TOTAL DES ACTIFS	4 561
Passif	
Provisions nucléaires	393
Provisions pour avantages du personnel	95
Autres provisions	745
Passifs financiers	-
Impôts différés	3
Fournisseurs et comptes rattachés	15
Autres créditeurs	38
TOTAL DES PASSIFS	1 289
ACTIF NET	3 272
Coût d'acquisition	3 136
Partage des avantages fiscaux futurs	149
GOODWILL	13

Les principaux ajustements (en quote-part EDF) sont relatifs aux éléments suivants :

- ajustement à la baisse de la provision pour déconstruction des centrales nucléaires pour 50 millions de dollars américains. Cet ajustement résulte de deux éléments :
 - finalisation en 2010 d'une étude technique réalisée sur le sujet (la dernière étude remontant à l'année 2007),
 - révision du taux d'actualisation retenu pour la valorisation de la provision pour déconstruction, établi en conformité avec les méthodes d'évaluation du Groupe ;

- présentation des justes valeurs sur contrat de vente à long terme d'électricité en « Provision pour risques et charges », pour un montant avant impôt (auparavant enregistrées pour un montant net d'impôt en « Autres créditeurs ») ;
- ajustements des montants enregistrés au titre de l'imposition différée pour 174 millions de dollars américains (augmentation des actifs d'impôts différés).

Par ailleurs, le coût d'acquisition a été revu à la baisse pour 122 millions de dollars américains suite à la révision du montant lié au partage des avantages fiscaux futurs (ré-estimé à 221 millions de dollars américains en 2010 contre 343 millions de dollars américains en 2009). Conformément à la norme IFRS 3, les éventuelles évolutions ultérieures de l'estimation du partage des avantages fiscaux futurs constitueront un ajustement du prix d'acquisition avec impact sur le goodwill.

Suite aux ajustements du bilan d'ouverture et du coût d'acquisition mentionnés ci-avant, le goodwill lié à l'acquisition de CENG s'élève à 19 millions de dollars américains (17 millions de dollars américains dans le cadre du bilan d'ouverture provisoire établi en 2009).

4.2.3.2 Perte de valeur

Un test de dépréciation a été réalisé sur l'exercice 2010, prenant en compte des perspectives moins favorables de marché sur le long terme du prix de l'électricité aux États-Unis, en lien notamment avec l'évolution des prix du gaz.

Sur la base de ce test, une perte de valeur de 630 millions de dollars américains (477 millions d'euros) a été enregistrée sur le résultat de la période. Cette perte de valeur a été imputée en priorité sur le goodwill et les actifs incorporels (qui sont de ce fait intégralement dépréciés) et pour le reliquat sur les actifs corporels.

Une information plus détaillée sur les pertes de valeur est présentée en note 14.

4.2.3.3 Contrats d'achat d'électricité

Les contrats d'achat d'électricité entre CENG et chacun de ses actionnaires (EDF et CEG) ont été modifiés en un système adossant la fourniture d'électricité aux unités de production jusqu'à leur terme en 2014. À compter du 1^{er} janvier 2015, la production de CENG sera vendue aux actionnaires au prorata de leur pourcentage de détention et à prix de marché.

4.2.4 UniStar

Suite à l'accord du 3 novembre 2010 et conformément à la norme IFRS 3 révisée, les actifs identifiables, passifs et passifs éventuels repris d'UniStar ont été comptabilisés dans le bilan d'ouverture à leur juste valeur à la date de prise du contrôle exclusif. Conformément aux dispositions de cette norme, ces valeurs ont été déterminées provisoirement, le Groupe disposant de douze mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition ainsi que l'harmonisation des méthodes et règles d'évaluation. L'effet d'une nouvelle évaluation de la quote-part antérieurement détenue à la juste valeur à la date de prise du contrôle est comptabilisé en résultat.

Du fait de la restructuration de son partenariat avec CEG, le Groupe a considéré qu'UniStar avait désormais un statut de société de développement. Dans le cadre de la détermination du bilan d'ouverture d'UniStar, les actifs ayant une valeur directement liée au développement du nouveau nucléaire aux États-Unis n'ont par conséquent pas été valorisés.

Le bilan d'ouverture d'UniStar présente de ce fait un montant total d'actifs de 202 millions de dollars américains, constitués principalement de terrains et de trésorerie et équivalents de trésorerie. Les passifs s'élèvent à 80 millions de dollars américains et sont constitués de passifs d'exploitation et de passifs éventuels.

Au total, l'application d'IFRS 3 révisée à la prise du contrôle exclusif d'UniStar en 2010 se traduit dans le compte de résultat consolidé du Groupe par la comptabilisation en « Pertes de valeur/reprises » d'une charge de 597 millions de dollars américains (452 millions d'euros). Ce montant intègre des dépréciations de goodwill pour 125 millions de dollars américains, dont 45 millions de dollars américains correspondant à la dépréciation du goodwill lié à la quote-part acquise le 3 novembre 2010.

4.2.5 Participation dans CEG

Dans le cadre de l'accord du 3 novembre 2010, EDF a transféré à CEG une quantité de 3,5 millions d'actions CEG. Cette opération s'est traduite dans les comptes consolidés par une perte de 85 millions d'euros enregistrée en « Autres produits et charges d'exploitation ».

Suite à cette opération, la participation résiduelle de 7,24 % d'EDF dans CEG a été valorisée au 31 décembre 2010 pour 320 millions d'euros sur la base du cours de bourse à la clôture (30,63 dollars américains par action). Une dépréciation de 20 millions d'euros a été enregistrée sur l'exercice 2010 en « Autres produits et charges financiers » (232 millions d'euros en 2009).

4.2.6 Synthèse des impacts dans le compte de résultat consolidé de l'exercice 2010

Dans le cadre des éléments décrits ci-avant, les effets suivants ont été enregistrés dans le compte de résultat consolidé de l'exercice 2010 pour un montant total de 1 042 millions d'euros :

- charge de 929 millions d'euros en « Pertes de valeur/reprises », dont 477 millions d'euros relatifs à CENG (note 4.2.3.2) et 452 millions d'euros relatifs à UniStar (note 4.2.4) ;
- charge de 93 millions d'euros en « Autres produits et charges d'exploitation », correspondant principalement à la perte liée au transfert à CEG de 3,5 millions d'actions CEG détenues par EDF (note 4.2.5) ;
- charge de 20 millions d'euros relative au complément de dépréciation des titres CEG enregistrée sur l'exercice 2010 en « Autres produits et charges financiers ».

Une provision pour risque de 1 060 millions d'euros avait été comptabilisée en résultat en « Autres produits et charges d'exploitation » dans les comptes consolidés du premier semestre 2010 afin de couvrir ces éléments.

4.3 ●● Activités du Groupe en Italie

Au 31 décembre 2010, différents indicateurs et incertitudes ont conduit le Groupe à constater une provision pour risques de 750 millions d'euros sur le secteur Italie, enregistrée en résultat de la période en « Autres produits et charges d'exploitation ».

La provision est relative à des risques liés aux activités italiennes du Groupe (Fenice, TDE/Edison).

La provision couvre des risques liés à certaines activités de Fenice pour lesquelles des dépréciations d'actifs ont également été constatées (voir note 14).

De plus, elle couvre pour partie des actifs inscrits dans les comptes du groupe EDF suite à l'acquisition d'Edison en 2005 et tient également compte, dans une moindre mesure, des risques et aléas liés aux environnements de marché dans lequel intervient Edison. Elle est motivée par les raisons suivantes :

- le 14 janvier 2011, Edison a publié un montant d'excédent brut d'exploitation attendu pour 2010 en retrait par rapport à 2009 et a annoncé une poursuite de cette tendance pour l'année 2011, le budget

étant de plus soumis à des aléas importants liés à des renégociations en cours sur des contrats dans l'activité hydrocarbures ;

- le 19 janvier 2011, l'arrêté des comptes de cette société prévu initialement le 8 février a été reporté en mars, en raison notamment des renégociations de contrats de l'activité hydrocarbures et de manière à prendre en compte leur avancement ;
- même si le cours de bourse peut être pénalisé par un flottant limité (environ 10 %), le titre a perdu un peu plus de 20 % de sa valeur depuis un an ;
- le marché de l'électricité en Italie est déprimé à la fois sur les prix et les volumes ;
- la situation de tensions politiques en Égypte où Edison a des activités importantes est également à prendre en compte.

Cette décision de provision, propre au groupe EDF, ne préjuge en rien des décisions qui pourraient être prises lors de l'arrêté des comptes du groupe Edison en mars 2011 sur la base des informations qui seront disponibles à cette date.

4.4 ●● Autres opérations de l'exercice 2010

4.4.1 SPE

4.4.1.1 Historique des opérations

EDF et Centrica ont mis en œuvre le 26 novembre 2009 un accord portant sur la cession à EDF par Centrica de sa participation de 51 % dans SPE pour un montant de 1 331 millions d'euros. À compter de cette date, SPE est consolidée en intégration globale dans les comptes du groupe EDF.

EDF a par ailleurs conclu le 8 juin 2010, avec les trois actionnaires minoritaires ayant exercé tout ou partie de leur option de vente, des accords portant sur le rachat de leurs titres de la société SPE, pour un montant de 215 millions d'euros. Suite à cette opération, le groupe EDF a porté sa participation dans l'énergéticien belge à 63,5 %.

4.4.1.2 Finalisation du bilan d'ouverture

Les actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de SPE qui satisfont aux critères de comptabilisation de la norme IFRS 3 (telle que publiée en 2004) ont été comptabilisés dans le bilan d'ouverture à leur juste valeur à la date d'acquisition du 26 novembre 2009.

Conformément aux dispositions de cette norme, ces valeurs ont été déterminées provisoirement au 31 décembre 2009, le Groupe disposant de douze mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition ainsi que l'harmonisation des méthodes et règles d'évaluation.

<i>(en millions d'euros)</i>	Bilan d'ouverture définitif
Actif	
Actifs incorporels	950
Immobilisations de production	1 710
Actifs financiers	155
Stocks	22
Clients et comptes rattachés	53
Autres débiteurs	118
Trésorerie et équivalents de trésorerie	344
TOTAL DES ACTIFS	3 352
Passif	
Provisions nucléaires	103
Provisions pour avantages du personnel	30
Autres provisions	63
Passifs financiers	568
Impôts différés	562
Fournisseurs et comptes rattachés	90
Autres créditeurs	983
TOTAL DES PASSIFS	2 399
ACTIF NET	953
Coût d'acquisition	1 331
GOODWILL	378

Les ajustements du bilan d'ouverture provisoire enregistrés en 2010 concernent principalement la prise en compte des effets de la contribution nucléaire dans la valorisation des actifs de production. Il en résulte un ajustement à la baisse du goodwill de 102 millions d'euros. Le goodwill définitif comptabilisé dans le cadre des acquisitions de participation dans SPE s'élève ainsi au 31 décembre 2010 à 378 millions d'euros.

4.4.1.3 Option de vente des actionnaires minoritaires de SPE

Dans le cadre du pacte liant Segebel et les actionnaires de SPE, ces derniers disposaient d'une option de vente de leurs parts. Cette option était initialement exerçable dans les trois mois suivant la notification de la transaction d'EDF avec Centrica.

Suite à l'exercice de cette option par certains d'entre eux et compte tenu des conditions de liquidités du nouveau pacte d'actionnaires conclu le 16 avril 2010 avec les minoritaires ayant souhaité rester au capital de SPE, l'engagement du Groupe constitue un engagement hors bilan non valorisable au 31 décembre 2010.

4.4.2 Exeltium

Le groupe EDF et Exeltium, une société qui réunit des industriels électro-intensifs, ont finalisé les conditions de mise en œuvre, en deux phases, du contrat de partenariat conclu le 31 juillet 2008, permettant ainsi le

démarrage, au 1^{er} mai 2010, des livraisons d'électricité à une centaine de sites industriels français pour environ la moitié de leurs droits au titre du contrat portant sur une livraison totale de l'ordre de 310 TWh répartie sur 24 ans.

Conformément à cet accord, Exeltium a réglé fin avril une première avance de 1,7 milliard d'euros. Cette avance a été actualisée à compter du jour de sa réception.

Le démarrage de la deuxième phase est prévu durant l'année 2011.

Ce contrat contribuera à la poursuite des efforts d'investissement d'EDF dans le renouvellement de son parc nucléaire et à la sécurisation d'une partie de l'approvisionnement en énergie électrique des clients industriels, actionnaires d'Exeltium.

4.4.3 Annulation de la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003

Au cours du premier semestre 2010, la Commission européenne a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt du Tribunal à la suite duquel l'État français a restitué au Groupe le 30 décembre 2009 un montant de 1 224 millions d'euros relatif à l'impôt sur les sociétés sur la partie utilisée des provisions pour renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Général figurant en « droits du concédant ».

4.5 ●● Opérations et événements majeurs de l'exercice 2009

4.5.1 Alpiq et apport des droits de tirage Emosson

Le 19 décembre 2008, les groupes suisses d'énergie ATEL et EOS ont annoncé leur rapprochement sous le nom d'Alpiq en vue de constituer un groupe énergétique leader en Suisse. Un accord est intervenu le 18 décembre 2008, entre EDF, EOSH et CSM, le consortium des actionnaires minoritaires historiques d'ATEL, par lequel la participation directe d'EDF dans ce nouvel ensemble doit s'établir à 25 % aux côtés d'EOSH et de CSM qui doivent en détenir chacun 31 %.

Conformément à cet accord, le 27 janvier 2009 :

- EDF a apporté à Alpiq sa quote-part de 50 % des droits à la puissance et à l'énergie de l'aménagement hydroélectrique d'Emosson, pour la durée résiduelle des concessions existantes et ce, pour un montant de 722 millions de francs suisses (soit 481 millions d'euros). En contrepartie de cet apport en nature, EDF a reçu 1 187 511 actions Alpiq Holding SA ;

- et EDF Alpes Investissements, détenue à 100 % par EDF International, a racheté 554 751 actions Alpiq au consortium des minoritaires suisses pour un montant en numéraire de 336 millions de francs suisses (soit 224 millions d'euros).

L'apport en nature a généré dans les comptes consolidés d'EDF un produit de 320 millions d'euros avant impôts résultant d'une part de cette transaction et d'autre part de la prise en compte de la dépréciation induite des actifs détenus par EDF dans Emosson SA. Ce produit à caractère inhabituel par sa nature et son montant a été enregistré en 2009 en « Autres produits et charges d'exploitation ».

Ces opérations se sont traduites par une augmentation de 705 millions d'euros de la rubrique « Participations dans les entreprises associées » au bilan du Groupe (voir note 24) et ont entraîné la déconsolidation de la société Emosson SA.

Note 5 - Évolutions du périmètre de consolidation

5.1 •• Variations du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2010

Outre les opérations majeures suivantes :

- cession des activités de réseaux régulés et non régulés de distribution d'électricité au Royaume-Uni ;
- acquisition complémentaire de 12,5 % de SPE, portant la participation du Groupe dans cette société à 63,5 % ;
- acquisition complémentaire de 50 % d'UniStar (États-Unis), portant la participation du Groupe dans cette société à 100 % ;
- présentation de la participation d'EnBW en activités en cours de cession ;
- changement de méthode de consolidation de RTE EDF Transport,

qui font l'objet de présentations détaillées en note 4, les principales autres évolutions du périmètre de consolidation concernent Dalkia International qui, dans le cadre d'un partenariat industriel avec la société CEZ, premier énergéticien en République tchèque, a cédé 15 % de Dalkia Ceska Republica et 85 % de la filiale Dalkia Usti nad Labem en mai 2010, pour un montant de 312 millions d'euros.

5.2 ●● Variations du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2009

Outre les opérations de croissance externe,

- acquisition de 51 % de SPE ;
- acquisition de 49,99 % de CENG ;
- montée au capital d'Alpiq,

qui font l'objet de présentations détaillées en note 4, les principales autres évolutions du périmètre de consolidation concernent les sociétés suivantes :

Secteur « Royaume-Uni » – British Energy

Le 5 janvier 2009, à l'issue de l'offre publique d'achat lancée le 5 novembre 2008 par sa filiale Lake Acquisitions Ltd détenue à 100 %, le groupe EDF a pris le contrôle de British Energy. À l'issue de l'opération de retrait de la cote du marché britannique des actions British Energy finalisée le 3 février 2009, Lake Acquisitions Ltd détient l'intégralité des actions de British Energy à l'exception de l'« action spéciale » détenue par le gouvernement britannique.

Après prise en compte de la valeur au 31 décembre 2010 des certificats de valeur conditionnelle (*CVR-linked Nuclear Power Note*), le prix d'acquisition s'élève à 12 465 millions de livres sterling (12 459 millions de livres sterling au 31 décembre 2009). Les évolutions ultérieures de la

valeur des CVR constituent des ajustements du prix d'acquisition, dont le montant deviendra définitif à la date d'échéance de ces certificats (soit en 2019).

Le 26 novembre 2009, EDF et Centrica ont mis en œuvre un accord portant sur l'investissement de Centrica à hauteur de 20 % dans les activités nucléaires d'EDF au Royaume-Uni. Cet accord s'est traduit par une prise de participation de Centrica dans Lake Acquisitions/British Energy à due concurrence de 20 % pour un montant de 2,2 milliards de livres sterling et l'engagement, à même proportion, dans le programme de relance de l'énergie nucléaire au Royaume-Uni que va développer EDF, portant sur la construction de quatre nouveaux réacteurs de technologie EPR. Cet accord prévoit également l'enlèvement, en proportion de leur participation par les groupes EDF et Centrica, de l'électricité qui sera produite par le parc existant de British Energy et par le parc du Nouveau Nucléaire.

Secteur « Italie » – Aboukir

Acquisition par le groupe Edison en janvier 2009 de la concession gazière d'Aboukir en Égypte pour un montant de 1 011 millions d'euros (495 millions d'euros en quote-part EDF).

Note 6 - Informations sectorielles

6.1 ●● Informations par secteurs opérationnels

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

Les données sectorielles s'entendent avant retraitements de consolidation et ajustements inter-secteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

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

- « **France** » qui désigne EDF, RTE EDF Transport et ERDF, et regroupe les activités non régulées (principalement Production et Commercialisation), les activités réseaux (Distribution et Transport) et les activités insulaires ;

- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy y compris British Energy et EDF Development Company Ltd ;
- « **Italie** » qui regroupe les entités situées en Italie, notamment les entités du sous-groupe Edison, TDE et Fenice ;
- « **Autre international** » qui regroupe EDF International et les autres entités électriques et gazières situées en Europe continentale, aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie ;
- « **Autres activités** » qui regroupe l'ensemble des autres participations dont EDF Trading, EDF Énergies Nouvelles, Dalkia, Tiru, Électricité de Strasbourg et EDF Investissements Groupe.

Suite à la cession en cours d'EnBW, le secteur « Allemagne » constitue une activité en cours de cession et n'est pas présenté en tant que secteur pour les données relatives au compte de résultat et aux investissements.

6.1.1 Au 31 décembre 2010

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	36 167	10 683	-	5 647	6 878	5 790	-	65 165
Chiffre d'affaires inter-secteur	558	(1)	-	-	173	595	(1 325)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	36 725	10 682	-	5 647	7 051	6 385	(1 325)	65 165
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	10 124	2 732	-	801	1 084	1 882	-	16 623
Résultat d'exploitation	5 374	799	-	(612)	(393)	1 072	-	6 240
Bilan								
Immobilisations incorporelles et corporelles	76 491	12 040	-	5 132	9 276	8 877	-	111 816
Participations dans les entreprises associées	4 649	28	-	23	2 515	639	-	7 854
Goodwill	-	7 972	-	1 910	604	1 542	-	12 028
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	26 831	4 341	-	1 575	1 790	6 991	-	41 528
Actifs détenus en vue de la vente	-	21	17 857	122	78	67	-	18 145
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	-	49 188
TOTAL ACTIF	107 971	24 402	17 857	8 762	14 263	18 116	-	240 559
Autres informations								
Investissements corporels et incorporels	7 874	1 871	-	381	561	1 554	-	12 241
Dotations aux amortissements	(4 361)	(1 513)	-	(471)	(578)	(503)	-	(7 426)
Pertes de valeur	-	(397)	-	(192)	(960)	(194)	-	(1 743)

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs.

6.1.2 Au 31 décembre 2009

(en millions d'euros)	France	Royaume- Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	34 075	11 236	-	4 870	3 442	5 517	-	59 140
Chiffre d'affaires inter-secteur	475	(7)	-	9	143	562	(1 182)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	34 550	11 229	-	4 879	3 585	6 079	(1 182)	59 140
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	9 403	3 063	-	795	654	2 014	-	15 929
Résultat d'exploitation	5 136	1 704	-	301	286	1 879	-	9 306
Bilan								
Immobilisations incorporelles et corporelles	84 994	19 410	6 579	5 435	9 561	7 642	-	133 621
Participations dans les entreprises associées	18	23	1 667	21	2 085	607	-	4 421
Goodwill	-	7 831	1 387	2 026	786	1 496	-	13 526
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	24 479	4 477	2 102	1 335	1 471	6 542	-	40 406
Actifs détenus en vue de la vente	-	432	772	-	1	60	-	1 265
Autres actifs non affectés								46 796
TOTAL ACTIF	109 491	32 173	12 507	8 817	13 904	16 347	-	240 035
Autres informations								
Investissements corporels et incorporels	7 162	2 193	-	483	381	1 558	-	11 777
Dotations aux amortissements	(4 122)	(1 531)	-	(458)	(276)	(409)	-	(6 796)
Pertes de valeur	-	-	-	(43)	(6)	-	-	(49)

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs.

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

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

- « **Production – Commercialisation** » : production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents ;
- « **Distribution** » : gestion du réseau public de transport basse et moyenne tension ;
- « **Transport** » : exploitation, entretien et de développement du réseau de transport d'électricité haute tension et très haute tension ;
- « **Autres** » : services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, panneaux solaires...).

(en millions d'euros)	Production - Commercialisation	Distribution	Transport	Autres	Éliminations ⁽¹⁾	Total
Au 31 décembre 2010						
Chiffre d'affaires externe :						
- dont France	23 011	9 836	4 031	94	(805)	36 167
- dont reste du monde	23 966	1 361	23	3 648	-	28 998
CHIFFRE D'AFFAIRES	46 977	11 197	4 054	3 742	(805)	65 165
Au 31 décembre 2009						
Chiffre d'affaires externe :						
- dont France	21 707	9 141	3 732	108	(613)	34 075
- dont reste du monde	19 724	1 858	32	3 451	-	25 065
CHIFFRE D'AFFAIRES	41 431	10 999	3 764	3 559	(613)	59 140

(1) Dont éliminations entre activités régulées (Distribution – Transport) : (271) pour 2010, (192) sur 2009 ;
Dont éliminations entre activités non régulées : (28) pour 2010, (26) pour 2009.

COMPTE DE RÉSULTAT

Note 7 - Chiffre d'affaires

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2010	2009
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	59 453	53 740
Autres ventes de biens et de services	4 837	4 243
Trading	875	1 157
CHIFFRE D'AFFAIRES	65 165	59 140

La croissance du chiffre d'affaires observée sur l'exercice 2010 s'explique principalement par des effets de périmètre qui concernent notamment SPE en Belgique et CENG aux États-Unis.

Note 8 - Achats de combustible et d'énergie

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2010	2009
Achats consommés de combustible – production d'énergie	(9 165)	(9 226)
Achats d'énergie	(14 280)	(11 105)
Charges de transport et d'acheminement	(2 879)	(2 198)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	1	(593)
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	302	532
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(26 021)	(22 590)

Les achats de combustible et d'énergie augmentent de 3 431 millions d'euros par rapport à l'exercice 2009, du fait des variations de périmètre (principalement SPE).

Note 9 - Autres consommations externes

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2010	2009
Services extérieurs	(11 381)	(11 225)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(2 849)	(2 969)
Production stockée et immobilisée	3 462	3 776
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	186	205
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	(10 582)	(10 213)

Note 10 - Charges de personnel

10.1 ●● Charges de personnel

Les différentes composantes constituant les charges de personnel sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2010	2009
Rémunérations	(7 513)	(7 083)
Charges de sécurité sociale	(1 459)	(1 431)
Intéressement et participation	(205)	(243)
Avantages non monétaires	(357)	(344)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(215)	(222)
Avantages à court terme	(9 749)	(9 323)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(733)	(656)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(855)	(630)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 588)	(1 286)
Autres avantages à long terme	(89)	(94)
Indemnités de fin de contrat	4	(5)
Autres charges de personnel	(85)	(99)
CHARGES DE PERSONNEL	(11 422)	(10 708)

10.2 ●● Effectifs moyens

	2010	2009
Statut IEG	103 319	102 986
Autres	55 445	52 086
EFFECTIFS MOYENS ⁽¹⁾	158 764	155 072

(1) Y compris effectifs moyens de RTE EDF Transport.

Les effectifs moyens sont présentés en équivalents temps plein.

Les effectifs des sociétés intégrées proportionnellement sont consolidés au prorata du pourcentage d'intérêt et représentent 21 467 équivalents temps plein au 31 décembre 2010 (19 362 équivalents temps plein au 31 décembre 2009).

Note 11 - Impôts et taxes

<i>(en millions d'euros)</i>	2010	2009
Impôts et taxes sur rémunération	(231)	(208)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 559)	(898)
Autres impôts et taxes	(1 435)	(2 125)
(Dotations) et reprises de provisions sur impôts et taxes	(2)	329
IMPÔTS ET TAXES	(3 227)	(2 902)

Les dotations et reprises de provisions sur impôts et taxes intègrent en 2009 la reprise de la provision de 329 millions d'euros dont l'objet consistait à couvrir la part supportée par EDF des charges correspondant aux programmes de travaux votés par le Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (FACE) restant à réaliser au cours des exercices à venir.

La création de la Contribution Économique Territoriale, introduite par la loi de Finances 2010, réformant la taxe professionnelle, ne génère aucun changement de comptabilisation dans le cadre de l'arrêté des comptes 2010. Comme la taxe professionnelle, cette contribution est comptabilisée dans la rubrique « Impôts et taxes ».

Note 12 - Autres produits et charges opérationnels

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2010	2009
Subventions d'exploitation	2 705	2 758
Provision pour contribution des producteurs d'électricité au TaRTAM	160	-
Résultat de déconsolidation	78	45
Résultat de cession d'immobilisations	(109)	(73)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants	(36)	(168)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	486	557
Autres produits et charges	(194)	83
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS	3 090	3 202

12.1 ●● Subventions d'exploitation

Ce poste comprend principalement la compensation reçue par EDF au titre de la « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) instaurée par la loi du 3 janvier 2003. Cette contribution est due par le consommateur final (éligible ou non) et est recouvrée par les opérateurs de réseau ou les fournisseurs d'électricité qui procèdent à sa liquidation.

Cette compensation s'est traduite dans les comptes par un produit de 2 624 millions d'euros en 2010 (2 678 millions d'euros en 2009).

12.2 ●● Résultat de déconsolidation

Le résultat de déconsolidation intègre en 2010 les gains nets réalisés sur les cessions de la centrale d'Eggborough par EDF Energy et d'Usti (en République tchèque) par Dalkia International.

12.3 ●● Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation

Sur l'exercice 2010, les dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation intègrent à hauteur de 532 millions d'euros les reprises de juste valeur négative sur les contrats de vente de British Energy comptabilisés en date d'acquisition du 5 janvier 2009 au fur et à mesure de leur dénouement (424 millions d'euros en 2009).

Note 13 - Prolongation du TaRTAM – Lois du 7 juin 2010 et du 7 décembre 2010

Une charge de 380 millions d'euros, correspondant à une charge de 401 millions d'euros diminuée d'une refacturation de 21 millions d'euros aux partenaires dans les centrales nucléaires, a été enregistrée dans les comptes consolidés au 31 décembre 2010 au titre de la contribution d'EDF à la compensation des fournisseurs d'électricité sur le second semestre 2010 et le premier semestre 2011 suite à la prolongation du dispositif TaRTAM jusqu'à la date de la mise en place du dispositif de l'ARENH (voir note 3.2).

Note 14 - Pertes de valeur/reprises

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2010	2009
Pertes de valeur sur goodwill	(274)	(4)
Pertes de valeur sur immobilisations	(1 472)	(48)
Reprises de pertes de valeur	3	3
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES	(1 743)	(49)

Sur l'exercice 2010, ces pertes de valeur s'analysent comme suit.

Secteur opérationnel	Entité	Indicateurs de perte de valeur	CMPC après impôt	Actifs dépréciés	Pertes de valeur 2010 (en millions d'euros)
Autre international	CENG	Baisse des prix Forward et des scénarios de prix de l'électricité à long terme	7,4 %	Goodwill, actifs incorporels et corporels	(477)
Autre international	UniStar	Sortie du partenaire – passage d'une participation de 50 % à 100 %	Non applicable	Ré-estimation de la quote-part antérieurement détenue par résultat (IFRS 3 révisée)	(452)
Royaume-Uni	EDF Energy	Baisse de la marge brute énergie des centrales charbon	7,5 %	Actifs corporels (centrales charbon)	(397)
Italie	Fenice	Non renouvellement de contrats et baisse des prix et des volumes de l'électricité	6,7 %	Goodwill (117 millions d'euros) et actifs corporels	(162)
Autres activités	EDF Production UK	Ré-estimation des réserves et baisse des prix du gaz	7,6 %	Actifs gaziers	(136)
	Autres				(119)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES					(1 743)

Note 15 - Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges de l'exercice 2010 intègrent les éléments suivants :

- charge de 750 millions d'euros relative à une provision pour risque sur le secteur Italie (voir note 4.3) ;
- charge de 93 millions d'euros liée aux accords du 3 novembre 2010 avec CEG (voir note 4.2.6) ;
- produit de 46 millions d'euros correspondant au résultat de cession des activités de réseaux au Royaume-Uni (voir note 4.1.3).

Les autres produits et charges de l'exercice 2009 s'élèvent à 173 millions d'euros. Ils correspondent :

- d'une part au produit de 320 millions d'euros dégagé à l'occasion de l'apport par EDF à Alpiq de sa quote-part de 50 % des droits à la puissance et à l'énergie du barrage d'Emosson et des charges afférentes ;
- d'autre part aux frais engagés dans le cadre de la transaction CENG pour (121) millions d'euros.

Note 16 - Résultat financier

16.1 ●● Coût de l'endettement financier brut

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2010	2009
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(2 724)	(2 504)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(1)	(8)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(10)	(10)
Résultat net de change sur endettement	(19)	(7)
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(2 754)	(2 529)

La hausse des charges d'intérêts sur opérations de financement résulte principalement de l'augmentation de l'endettement moyen, notamment suite aux acquisitions de CENG et SPE en fin d'exercice 2009.

16.2 ●● Charge d'actualisation

La charge d'actualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieures à l'emploi.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

<i>(en millions d'euros)</i>	2010	2009
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(1 435)	(1 357)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	(1 510)	(1 477)
Autres provisions et avances	(189)	(163)
CHARGE D'ACTUALISATION	(3 134)	(2 997)

16.3 ●● Autres produits et charges financiers

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

<i>(en millions d'euros)</i>	2010	2009
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	22	32
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	301	239
Produits (charges) sur autres actifs financiers	204	286
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	(27)	25
Autres charges financières	(61)	(80)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	82	(2)
Rendement des actifs de couverture	715	634
Coût des emprunts incorporés	226	188
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	1 462	1 322

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

En 2010, les autres produits et charges financiers intègrent notamment une dépréciation complémentaire des titres CEG de 20 millions d'euros.

En 2009, les autres produits et charges financiers intègrent notamment :

- le remboursement par l'État pour 335 millions d'euros d'intérêts suite à l'annulation de la décision du tribunal de l'Union européenne ;
- une dépréciation complémentaire des titres CEG de 232 millions d'euros.

Note 17 - Impôts sur les résultats

17.1 ●● Ventilation de la charge d'impôt

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

(en millions d'euros)	2010	2009
Impôts courants	(1 385)	(1 520)
Impôts différés	306	88
TOTAL	(1 079)	(1 432)

En 2010, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF en France pour (660) millions d'euros et des autres filiales pour (725) millions d'euros (respectivement (745) millions d'euros et (775) millions d'euros en 2009).

17.2 ●● Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective

17.2.1 Rapprochement du taux d'impôt théorique et du taux d'impôt effectif

(en millions d'euros)	2010	2009
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	1 814	5 102
Charge théorique d'impôt	(625)	(1 757)
Différences de taux d'imposition	219	144
Différences permanentes	(129)	93
Impôts sans base	42	33
Dépréciation d'actif d'impôts différés	(587)	91
Autres	1	(36)
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	(1 079)	(1 432)
Taux effectif d'impôt	59,48 %	28,07 %

L'augmentation du taux effectif d'impôt observée en 2010 est principalement liée à la provision pour risques sur le secteur Italie et aux pertes de valeurs enregistrées sur l'exercice. Retraité de ces éléments, le taux effectif d'impôt s'établit à 29,6 % en 2010 (28,1 % en 2009).

La différence entre le taux d'impôt théorique (34,43 %) et ce taux effectif retraité s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2010 :
 - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 219 millions d'euros,
 - un effet négatif de (161) millions d'euros lié à la fiscalisation de certains éléments constitutifs du résultat de cession des activités de réseaux au Royaume-Uni (notamment effet d'impôt sur les couvertures d'investissement net à l'étranger recyclées en résultat),
 - de l'effet positif de reprises de dépréciation d'actifs d'impôts différés pour 95 millions d'euros, principalement sur le périmètre de l'intégration fiscale en France ;

- pour 2009 :

- l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 144 millions d'euros,
- l'optimisation des financements dans le cadre de l'acquisition de British Energy pour 74 millions d'euros,
- la reprise nette des provisions pour dépréciation des impôts différés actifs (essentiellement pour le périmètre France) à hauteur de 91 millions d'euros.

17.2.2 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	Impôt différé actif	Dépréciation des actifs d'impôts différés	Impôt différé actif net	Impôt différé passif	Impôt différé net
Situation au 31 décembre 2008	3 227	(938)	2 289	(4 135)	(1 846)
Variation des bases	(443)	46	(397)	210	(187)
Variation de périmètre	502	3	505	(3 414)	(2 909)
Écarts de conversion	92	1	93	(315)	(222)
Situation au 31 décembre 2009	3 378	(888)	2 490	(7 654)	(5 164)
Variation des bases	153	(587)	(434)	576	142
Variation de périmètre	(30)	9	(21)	2 386	2 365
Écarts de conversion	91	(1)	90	(202)	(112)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2010	3 592	(1 467)	2 125	(4 894)	(2 769)

En 2010, la variation des bases de 142 millions d'euros affecte le compte de résultat à hauteur de 306 millions d'euros et les capitaux propres à hauteur de (521) millions d'euros (variation des bases de (187) millions d'euros en 2009, dont 88 millions d'euros en compte de résultat et (228) millions d'euros en capitaux propres).

17.3 ●● Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Impôts différés actifs		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	58	138
Provisions pour engagements de retraite non déductibles	3 829	3 898
Autres provisions non déductibles	1 199	786
Autres différences temporelles déductibles	1 016	2 383
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	512	463
Pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés	326	268
Compensation impôts différés actif/passif	(3 348)	(4 558)
Sous-total impôts différés actifs – valeur brute	3 592	3 378
Dépréciation des impôts différés actifs	(1 467)	(888)
Total des impôts différés actifs – valeur nette	2 125	2 490
Impôts différés passifs		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	(5 892)	(8 424)
Autres différences temporelles taxables	(910)	(2 527)
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	(1 440)	(1 261)
Compensation impôts différés actif/passif	3 348	4 558
Total des impôts différés passifs	(4 894)	(7 654)
IMPÔT DIFFÉRÉ NET	(2 769)	(5 164)

17.4 ●● Impôts différés actifs non reconnus

Au 31 décembre 2010, les actifs d'impôts différés non constatés représentent une économie d'impôt potentielle de 1 467 millions d'euros (888 millions d'euros au 31 décembre 2009). Cette économie d'impôt potentielle est liée en 2010 à hauteur de 658 millions d'euros au stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel en France (745 millions d'euros au 31 décembre 2009).

17.5 ●● Impôts constatés en capitaux propres

Le montant d'impôt relatif aux éléments comptabilisés dans les capitaux propres durant l'exercice 2010 s'élève à (521) millions d'euros ((228) millions d'euros en 2009). Il correspond principalement aux éléments suivants pour l'exercice 2010 :

- variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et des instruments de couverture pour (454) millions d'euros (voir notes 36.2.2 et 40.4) ;
- recyclages de ces éléments en résultat pour (67) millions d'euros (voir notes 36.2.2 et 40.4).

Note 18 - Résultat net et résultat net dilué par action

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

Au 31 décembre 2010, il n'existe pas d'instrument dilutif au sein du Groupe.

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

(en millions d'euros)	2010	2009
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	1 020	3 902
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action dilué	1 020	3 902
<i>Dont part du résultat net des activités poursuivies</i>	<i>634</i>	<i>3 616</i>
<i>Dont part du résultat net des activités en cours de cession</i>	<i>386</i>	<i>286</i>
NOMBRE MOYEN PONDÉRÉ D' ACTIONS ORDINAIRES EN CIRCULATION À FIN DE PÉRIODE	1 848 403 320	1 824 311 830
NOMBRE MOYEN PONDÉRÉ D' ACTIONS EN CIRCULATION - DILUÉ À FIN DE PÉRIODE	1 848 403 320	1 824 311 830
Résultats par action (en euros) :		
Résultat par action	0,55	2,14
Résultat dilué par action	0,55	2,14
Résultat par action des activités poursuivies	0,34	1,98
Résultat dilué par action des activités poursuivies	0,34	1,98
Résultat par action des activités en cours de cession	0,21	0,16
Résultat dilué par action des activités en cours de cession	0,21	0,16

ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES

Note 19 - Goodwill

19.1 ●● Variation des goodwill

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Valeur nette comptable à l'ouverture	13 526	6 807
Acquisitions	200	6 524
Cessions	(116)	-
Pertes de valeur	(274)	(4)
Écarts de conversion	306	448
Mouvements de périmètre et autres	(1 614)	(249)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	12 028	13 526
Valeur brute à la clôture	13 140	14 364
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(1 112)	(838)

En 2010, la variation des goodwill est notamment liée aux opérations suivantes :

- acquisitions pour 200 millions d'euros, dont 140 millions relatifs à l'acquisition de PRE chez EnBW ;
- cessions pour (116) millions d'euros, principalement liés à la cession des réseaux au Royaume-Uni ;
- pertes de valeur pour 274 millions d'euros (voir note 14) ;
- autres mouvements pour (1 614) millions d'euros dont (1 482) millions d'euros liés au reclassement des goodwill EnBW en activités en cours de cession et (102) millions liés à la finalisation du bilan d'ouverture de SPE.

La détermination des goodwill de CENG et de SPE a été finalisée dans les comptes consolidés clos au 31 décembre 2010 (voir notes 4.2 et 4.4).

En 2009, l'augmentation des goodwill porte principalement sur les opérations de croissance externe réalisées :

- au Royaume-Uni avec la prise de contrôle de British Energy pour 5 894 millions d'euros ;
- en Belgique lié à l'acquisition de 51 % de SPE pour 480 millions d'euros ;
- aux États-Unis avec l'acquisition de 49,99 % de CENG pour 11 millions d'euros.

19.2 ●● Répartition des goodwill par secteur opérationnel

Les goodwill se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Autres international	Autres activités	Total
AU 31 DÉCEMBRE 2010	7 972	-	1 910	604	1 542	12 028
Au 31 décembre 2009	7 831	1 387	2 026	786	1 496	13 526

Le goodwill du secteur Royaume-Uni s'élève à 7 972 millions d'euros. Le test de dépréciation est réalisé en distinguant deux Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) :

- une activité nucléaire incluant l'activité de British Energy et le développement de quatre nouveaux EPR ;
- une activité production-commercialisation (ESCS : *Energy Sourcing and Customer Supply*).

Pour ces deux UGT, les valeurs d'utilité sont calculées en utilisant un coût moyen pondéré du capital (CMPC) après impôt de 7,5 %.

La valeur recouvrable de l'activité nucléaire est déterminée en évaluant les flux futurs de trésorerie nets actualisés des unités de productions sur leur durée d'utilité estimée. Celle-ci tient compte d'un allongement probable de la durée d'exploitation de tous les réacteurs AGR (*Advanced Gas Reactor*) de 5 ans en moyenne et de 20 ans pour Sizewell B. L'approbation en décembre 2010 de l'extension de la durée d'exploitation de Heysham 1 et Hartlepool confirme le bien-fondé de ces hypothèses.

L'hypothèse de prix de l'électricité retenue est la moyenne de quatre scénarios de projections de prix de l'électricité au Royaume-Uni.

La valeur recouvrable de l'UGT Nucléaire est particulièrement sensible au CMPC du fait notamment de la durée d'exploitation des projets nucléaires. Néanmoins, l'utilisation d'un CMPC majoré d'un point n'entraînerait pas de dépréciation de cette UGT. De même, si le nombre d'EPR construits était ramené de 4 à 2, la valeur recouvrable de l'UGT resterait supérieure à sa valeur comptable.

La valeur recouvrable de l'activité production-commercialisation (ESCS) est basée sur la valeur d'utilité, déterminée sur la base du plan à moyen terme à 5 ans de l'entité. La valeur terminale est déterminée en utilisant un taux de croissance après impôt de 1,7 %.

Les centrales charbons de cette UGT ont fait l'objet d'une dépréciation de 397 millions d'euros suite à la baisse attendue de la marge brute énergie « *dark spreads* » (voir note 14).

Note 20 - Autres actifs incorporels

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

Au 31 décembre 2010

(en millions d'euros)	31/12/2009	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2010
Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats Verts	708	777	(978)	11	(79)	-	439
Autres immobilisations incorporelles	6 900	686	(172)	62	(1 314)	(92)	6 070
Valeurs brutes	7 608	1 463	(1 150)	73	(1 393)	(92)	6 509
Amortissements et dépréciations	(2 029)	(722)	155	(11)	689	25	(1 893)
VALEURS NETTES	5 579	741	(995)	62	(704)	(67)	4 616

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (138) millions d'euros a été enregistrée en 2010.

Au 31 décembre 2009

(en millions d'euros)	01/01/2009	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2009
Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats Verts	552	707	(675)	24	174	(74)	708
Autres immobilisations incorporelles	4 389	1 153	(216)	53	1 740	(219)	6 900
Valeurs brutes	4 941	1 860	(891)	77	1 914	(293)	7 608
Amortissements et dépréciations	(1 718)	(477)	200	(12)	(26)	4	(2 029)
VALEURS NETTES	3 223	1 383	(691)	65	1 888	(289)	5 579

L'application d'IFRIC 12 a généré une augmentation de 124 millions d'euros des autres actifs incorporels au 1^{er} janvier 2009 (effet de reclassement entre immobilisations en concessions des autres activités et autres actifs incorporels – voir note 2.1.2).

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat est évalué à 486 millions d'euros en 2010 (438 millions d'euros en 2009).

Note 21 - Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

21.1 ●● Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Immobilisations	42 836	41 431
Immobilisations en cours	1 069	1 020
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	43 905	42 451

21.2 ●● Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours)

	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>					
Valeurs brutes au 31/12/2009	2 068	14	66 631	2 887	71 600
Augmentations ⁽¹⁾	62	4	3 215	301	3 582
Diminutions	(26)	-	(403)	(178)	(607)
Écarts de conversion	-	-	-	-	-
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements	-	-	2	-	2
Valeurs brutes au 31/12/2010	2 104	18	69 445	3 010	74 577
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2009	(1 126)	(8)	(27 042)	(1 993)	(30 169)
Dotations nettes aux amortissements	(34)	-	(167)	(113)	(314)
Diminutions	23	-	313	175	511
Écarts de conversion	-	-	-	-	-
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres mouvements ⁽²⁾	(9)	-	(1 685)	(75)	(1 769)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2010	(1 146)	(8)	(28 581)	(2 006)	(31 741)
Valeurs nettes au 31/12/2009	942	6	39 589	894	41 431
VALEURS NETTES AU 31/12/2010	958	10	40 864	1 004	42 836

(1) Les augmentations comprennent également les immobilisations remises à titre gratuit.

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

Note 22 - Immobilisations en concessions des autres activités

22.1 ●● Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Immobilisations	5 432	25 593
Immobilisations en cours	595	1 264
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	6 027	26 857

22.2 ●● Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)

	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>					
Valeurs brutes au 31/12/2009	3 690	9 107	31 529	2 134	46 460
Augmentations	98	292	1 842	121	2 353
Diminutions	(18)	(28)	(145)	(89)	(280)
Écarts de conversion	11	20	178	35	244
Mouvements de périmètre	(2 514)	-	(32 824)	(1 107)	(36 445)
Autres mouvements	3	(112)	(33)	29	(113)
Valeurs brutes au 31/12/2010	1 270	9 279	547	1 123	12 219
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2009	(1 903)	(4 860)	(12 727)	(1 377)	(20 867)
Dotations nettes aux amortissements	(77)	(239)	(948)	(187)	(1 451)
Diminutions	14	24	93	78	209
Écarts de conversion	(3)	(5)	(57)	(14)	(79)
Mouvements de périmètre	1 174	-	13 361	862	15 397
Autres mouvements	-	(2)	16	(10)	4
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2010	(795)	(5 082)	(262)	(648)	(6 787)
Valeurs nettes au 31/12/2009	1 787	4 247	18 802	757	25 593
VALEURS NETTES AU 31/12/2010	475	4 197	285	475	5 432

Les immobilisations en concessions des activités autres que celles liées à la distribution publique d'électricité en France comprennent, à fin décembre 2010, les immobilisations concédées principalement situées en France (production hydraulique) et en Italie.

Les mouvements de périmètre en 2010 concernent essentiellement le Royaume-Uni (cession des activités de réseaux), RTE EDF Transport (changement de méthode de consolidation) et EnBW (application d'IFRS 5).

Note 23 - Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

23.1 ●● Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Immobilisations	46 730	49 803
Immobilisations en cours	10 101	8 507
Immobilisations financées par location-financement	437	424
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	57 268	58 734

23.2 ●● Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)

	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Valeurs brutes au 31/12/2009	12 752	60 765	16 023	2 287	10 480	102 307
Augmentations	463	1 315	805	82	1 890	4 555
Diminutions	(141)	(388)	(100)	(8)	(231)	(868)
Écarts de conversion	61	592	111	5	236	1 005
Mouvements de périmètre	(1 657)	(963)	(1 704)	(1 505)	(1 088)	(6 917)
Autres mouvements	(19)	327	241	(16)	32	565
Valeurs brutes au 31/12/2010	11 459	61 648	15 376	845	11 319	100 647
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2009	(6 233)	(32 306)	(8 389)	(1 265)	(4 311)	(52 504)
Dotations nettes aux amortissements	(379)	(2 644)	(1 196)	(89)	(910)	(5 218)
Diminutions	82	332	89	4	206	713
Écarts de conversion	(14)	(18)	(51)	(1)	(62)	(146)
Mouvements de périmètre	407	584	794	902	657	3 344
Autres mouvements	(18)	43	(38)	15	(108)	(106)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2010	(6 155)	(34 009)	(8 791)	(434)	(4 528)	(53 917)
Valeurs nettes au 31/12/2009	6 519	28 459	7 634	1 022	6 169	49 803
VALEURS NETTES AU 31/12/2010	5 304	27 639	6 585	411	6 791	46 730

Les variations observées en 2010 concernent principalement le reclassement des actifs d'EnBW en actifs détenus en vue de la vente pour (3 458) millions d'euros et les écarts de conversion sur la zone Royaume-Uni pour 348 millions d'euros et sur la zone États-Unis pour 305 millions d'euros.

Les mouvements de périmètre 2009 concernent principalement la première consolidation de :

- British Energy pour 9 388 millions d'euros ;
- CENG pour 3 811 millions d'euros.

23.3 ●● Obligations en matière de contrats de location-financement

	Total	31/12/2010			31/12/2009
		< 1 an	Échéances 1 - 5 ans	> 5 ans	Total
<i>(en millions d'euros)</i>					
Engagements de location-financement en tant que bailleur	65	16	42	7	466
Engagements de location-financement en tant que preneur	235	34	147	54	219

Le Groupe est engagé au titre d'accords qu'il a qualifiés de location-financement en vertu de l'interprétation IFRIC 4 et de la norme IAS 17. Ces engagements constituent la quasi-totalité des engagements de location-financement en tant que bailleur. La variation de l'exercice résulte de la cession de l'activité réseaux d'EDF Energy faisant diminuer ces engagements de 442 millions d'euros.

Le Groupe est engagé par des contrats de location-financement non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Ils concernent essentiellement Tiru et Sofilo.

Note 24 - Participations dans les entreprises associées

Le détail des entreprises associées est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale ⁽¹⁾	31/12/2010			31/12/2009	
		Quote-part d'intérêts dans le capital (en %)	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat
RTE EDF Transport	T	100,00	4 649	-	-	-
Alpiq	P	26,06	1 746	107	1 572	92
Dalkia Holding	S	34,00	470	24	493	19
NTPC	P	40,00	133	29	84	8
Taishan	P	30,00	541	-	279	-
Autres participations dans les entreprises associées			315	(26)	1 993	(15)
TOTAL			7 854	134	4 421	104

(1) S = services, P = production, D = distribution, T = transport.

24.1 ●● RTE-EDF Transport

24.1.1 Méthode de consolidation de RTE EDF Transport

Suite à la nomination par l'État le 31 décembre 2010 de deux représentants supplémentaires au Conseil de Surveillance de RTE EDF Transport, en remplacement de représentants d'EDF, le Groupe n'est plus en mesure d'avoir le contrôle exclusif des politiques opérationnelles et financières de RTE EDF Transport au sens d'IAS 27. Cependant, compte tenu de l'influence notable que le Groupe exerce, RTE EDF Transport est consolidé selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date.

24.1.2 Éléments financiers de RTE EDF Transport

Les principaux indicateurs financiers de RTE EDF Transport sur l'exercice 2010 sont les suivants :

(en millions d'euros)	
Excédent brut d'exploitation 2010	1 525
Résultat net 2010	367
Capitaux propres au 31 décembre 2010	4 649
Total bilan au 31 décembre 2010	14 368
Endettement financier net au 31 décembre 2010	6 341

24.1.3 Opérations entre le groupe EDF et RTE EDF Transport

Au 31 décembre 2010, les principales transactions entre le groupe EDF et RTE EDF Transport sont les suivantes.

Chiffre d'affaires

ERDF fait appel au réseau haute et très haute tension de RTE EDF Transport pour acheminer l'énergie des lieux de production vers le réseau de distribution. Sur l'exercice 2010, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE EDF Transport avec ERDF de 3 174 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE EDF Transport réalise en 2010 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF pour respectivement 351 millions d'euros et 420 millions d'euros ;
- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 279 millions d'euros.

Autres opérations

Le groupe EDF participe au financement de RTE EDF Transport via des prêts pour un montant total de 1 914 millions d'euros au 31 décembre 2010. Les charges d'intérêts relatives à ces prêts s'élèvent à 142 millions d'euros sur l'exercice 2010.

Par ailleurs, RTE EDF Transport est intégrée fiscalement avec EDF dans le cadre de la convention fiscale conclue entre les deux sociétés.

24.2 ●● Autres entreprises associées

Les principales variations de l'exercice 2010 relatives aux autres entreprises associées résultent des éléments suivants :

- Effet de l'application d'IFRS 5 suite à la cession en cours d'EnBW (reclassement en actifs destinés à être cédés de la quote-part d'intérêts d'EnBW dans des entreprises associées).
- Augmentation en valeur de la quote-part de capitaux propres détenue dans Taishan liée à la souscription par le Groupe à hauteur de 213 millions d'euros à une augmentation de capital en 2010.

Au 31 décembre 2009, les principaux indicateurs publiés relatifs aux entreprises associées étaient les suivants :

(en millions d'euros)	Total Actif	Total Passif (hors capitaux propres)	Chiffre d'affaires	Résultat net
Alpiq	13 544	8 200	9 816	448
Dalkia Holding ⁽¹⁾	8 220	5 710	6 854	216

(1) Données financières consolidées, qui intègrent Dalkia Investissement et Dalkia International.

Note 25 - Stocks

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

(en millions d'euros)	31/12/2010			31/12/2009		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	9 551	(12)	9 539	9 070	(12)	9 058
Autre combustible	1 678	(8)	1 670	1 793	(4)	1 789
Autres matières premières	1 004	(182)	822	1 152	(204)	948
En-cours de production de biens et services	315	(6)	309	377	(3)	374
Autres stocks	377	(32)	345	510	(17)	493
TOTAL STOCKS	12 925	(240)	12 685	12 902	(240)	12 662

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 7 146 millions d'euros (6 519 millions d'euros au 31 décembre 2009).

Au 31 décembre 2010, la valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 825 millions d'euros (622 millions d'euros au 31 décembre 2009).

Note 26 - Clients et comptes rattachés

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	17 786	17 918
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	2 375	2 401
Dépréciation	(637)	(686)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	19 524	19 633

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

Des opérations de titrisations de créances clients sont réalisées de manière récurrente principalement par Edison, pour un montant en quote-part EDF

de 2 122 millions d'euros au 31 décembre 2010 (1 385 millions d'euros au 31 décembre 2009). Ces opérations sont réalisées sans recours et le montant des créances correspondantes ne figure donc pas dans le bilan consolidé du Groupe.

Le risque de crédit relatif aux créances clients et comptes rattachés est présenté ci-dessous :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2010			31/12/2009		
	Valeurs brutes	Dépréciation	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Dépréciation	Valeurs nettes
Créances clients et comptes rattachés	20 161	(637)	19 524	20 319	(686)	19 633
dont créances échues de moins de 6 mois	1 690	(182)	1 508	1 940	(225)	1 715
dont créances échues entre 6 et 12 mois	365	(120)	245	318	(135)	183
dont créances échues de plus de 12 mois	584	(272)	312	428	(199)	229
dont Total des créances échues	2 639	(574)	2 065	2 686	(559)	2 127
dont Total des créances à échoir	17 522	(63)	17 459	17 633	(127)	17 506

Note 27 - Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Charges constatées d'avance	513	600
Autres créances et comptes courants d'exploitation	8 806	7 511
AUTRES DÉBITEURS	9 319	8 111
Dont valeurs brutes	9 362	8 164
Dont dépréciation	(43)	(53)

Les échéances des autres débiteurs sont majoritairement à moins d'un an.

Le poste « Autres créances » comprend la Contribution aux charges de Service Public de l'Électricité (CSPE) pour un montant de 2 812 millions d'euros au 31 décembre 2010 (1 844 millions d'euros au 31 décembre 2009) ainsi que des créances envers l'État et les collectivités publiques.

Note 28 - Capitaux propres

28.1 ●● Capital social

Au 31 décembre 2010, le capital social s'élève à 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions entièrement souscrites et libérées d'un nominal de 0,50 euro chacune, détenues à 84,5 % par l'État français (inchangé par rapport au 31 décembre 2009), 13,1 % par le public (institutionnels et particuliers) et 2,4 % par les salariés et anciens salariés du Groupe.

28.2 ●● Actions propres

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

Dans le cadre de ce programme qui a fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des marchés financiers

(AMF), 2 607 442 actions ont été achetées en 2010 pour un montant total de 97 millions d'euros et 2 294 477 actions ont été vendues pour un montant total de 87 millions d'euros.

Au 31 décembre 2010, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 557 344 actions pour une valeur de (19) millions d'euros.

28.3 ●● Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 18 mai 2010 a décidé une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2009 de 1,15 euro par action en circulation. Compte tenu de l'acompte de 0,55 euro par action mis en paiement le 17 décembre 2009, payable sur option en actions nouvelles qui avait conduit à l'émission de 26 695 572 actions nouvelles d'un nominal de 0,50 euro et d'une prime d'émission de 34,63 euros ; le solde de 0,60 euro par action a été mis en paiement le 3 juin 2010 pour un montant de 1 109 millions d'euros.

Le 30 novembre 2010, le Conseil d'administration a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,57 euro par action au titre de l'exercice 2010, mis en paiement en numéraire le 17 décembre 2010 pour un montant de 1 054 millions d'euros.

28.4 ●● Gestion du capital

Conformément aux dispositions de l'article 24 de la loi du 9 août 2004, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

Depuis l'ouverture du capital en novembre 2005, les fonds propres ont augmenté principalement en raison des résultats réalisés, nets des

dividendes versés et après prise en compte des variations de juste valeur des instruments financiers enregistrées en capitaux propres. Ils s'élèvent à 36 903 millions d'euros au 31 décembre 2010, contre 34 667 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Note 29 - Provisions

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

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2010			31/12/2009		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour gestion du combustible usé		848	10 176	11 024	836	10 311	11 147
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs		172	6 824	6 996	206	7 220	7 426
Provisions pour aval du cycle nucléaire	30.1	1 020	17 000	18 020	1 042	17 531	18 573
Provisions pour déconstruction des centrales		301	16 251	16 552	350	16 970	17 320
Provisions pour derniers cœurs		-	3 132	3 132	-	3 033	3 033
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	30.2	301	19 383	19 684	350	20 003	20 353
Provisions pour avantages du personnel	31	819	11 745	12 564	837	13 412	14 249
Autres provisions	32	2 870	1 337	4 207	3 629	1 188	4 817
TOTAL PROVISIONS		5 010	49 465	54 475	5 858	52 134	57 992

Note 30 - Provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction

Les provisions sont évaluées en fonction des principes exposés en notes 1.3.2.1 et 1.3.23.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction d'une part des législations et des réglementations propres à chaque pays et d'autre part des technologies et pratiques industrielles observées dans chacune des sociétés.

30.1 ●● Provisions pour aval du cycle nucléaire

Les variations des provisions pour aval du cycle nucléaire se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2010

(en millions d'euros)	31/12/2009	Augmentations	Diminutions		Variations de périmètre	Autres variations	31/12/2010
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour gestion du combustible usé	11 147	779	(609)	(6)	(250)	(37)	11 024
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 426	414	(170)	(30)	(686)	42	6 996
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	18 573	1 193	(779)	(36)	(936)	5	18 020

Répartition par société

<i>(en millions d'euros)</i>	EDF	EDF Energy	EnBW	Autres	Total
Provisions au 31/12/2009	15 030	2 660	879	4	18 573
Augmentation	1 078	-	114	1	1 193
Diminution	(757)	-	(57)	(1)	(815)
Variation de périmètre	-	-	(936)	-	(936)
Autres	9	(3)	-	(1)	5
PROVISIONS AU 31/12/2010	15 360	2 657	-	3	18 020

30.2 ●● Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

Les variations des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2010

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2009	Augmentations	Diminutions		Variations de périmètre	Autres variations	31/12/2010
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour déconstruction des centrales	17 320	874	(291)	(21)	(1 721)	391	16 552
Provisions pour derniers cœurs	3 033	155	-	(11)	(22)	(23)	3 132
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	20 353	1 029	(291)	(32)	(1 743)	368	19 684

Répartition par société

<i>(en millions d'euros)</i>	EDF	EDF Energy	EnBW	CENG	Autres	Total
Provisions au 31/12/2009	12 958	5 108	1 453	442	392	20 353
Augmentation	723	77	167	30	32	1 029
Diminution	(286)	(27)	(6)	-	(4)	(323)
Variation de périmètre	-	-	(1 743)	-	-	(1 743)
Autres	24	212	129	(2)	5	368
PROVISIONS AU 31/12/2010	13 419	5 370	-	470	425	19 684

30.3 ●● Provisions d'EDF en France et sécurisation d'une partie de leur financement

En France, les provisions d'EDF prennent en compte les prescriptions contenues dans la loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application.

Conformément à la réglementation sur la sécurisation du financement des charges nucléaires :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour couvrir le financement de ses obligations de long terme (note 46).

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année. Ces montants, répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements, sont évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme. Pour l'évaluation des provisions, ces montants sont actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal. Les taux utilisés sont indiqués au 30.3.3.1.

30.3.1 Provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF en France

	31/12/2009	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31/12/2010
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour gestion du combustible utilisé	8 686	764	(600)	-	2	8 852
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 344	314	(152)	(5)	7	6 508
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE D'EDF EN FRANCE	15 030	1 078	(752)	(5)	9	15 360

L'évaluation des charges aux conditions économiques de fin d'année et en valeur actualisée (voir note 30.3.3.1) est la suivante :

	31/12/2010		31/12/2009	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Pour gestion du combustible utilisé	14 386	8 852	13 969	8 686
Pour gestion à long terme des déchets radioactifs	23 017	6 508	22 321	6 344
POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	37 403	15 360	36 290	15 030

30.3.1.1 Provisions pour charges de gestion du combustible utilisé d'EDF en France

Cette rubrique comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible utilisé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement, y compris le conditionnement et l'entreposage des matières recyclables et des déchets issus de ce traitement ;
- les charges de traitement concernent exclusivement le combustible utilisé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont calculées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes. Leur évaluation est fondée sur les contrats conclus avec AREVA.

En application de l'accord du 19 décembre 2008 fixant les principes régissant les contrats Aval du Cycle sur la période postérieure à 2007, EDF et AREVA ont signé le 12 juillet 2010 deux contrats : « L'Accord Traitement – Recyclage EDF-AREVA NC » et le « Protocole transactionnel relatif à la reprise et au conditionnement des déchets d'EDF, aux opérations de mise à l'arrêt définitif et démantèlement de l'usine AREVA NC de La Hague ». L'Accord Traitement-Recyclage précise les conditions contractuelles sur la période 2008-2012 et fixe les principes de régulation des prix et des investissements pour les périodes ultérieures.

Les effets de ces accords ont été enregistrés sur l'exercice 2010. Déjà anticipés sur la base des accords précédents, ils n'ont pas d'incidence significative sur les comptes consolidés du Groupe.

Pour le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement de la valeur du combustible comptabilisée dans les comptes de stocks.

En outre, concernant la participation d'EDF aux dépenses de déconstruction des installations de traitement de La Hague ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets anciens, un accord libérant EDF de toute obligation a été signé avec AREVA le 6 juillet 2009 fixant les montants exacts et les échéances de versement, la dernière étant prévue avant le 1^{er} juillet 2011. Les trois premières échéances ayant été réglées, le dernier versement restant à effectuer est inscrit en dettes d'exploitation pour un montant de 776 millions d'euros TTC.

30.3.1.2 Provisions pour charges de gestion à long terme des colis de déchets radioactifs d'EDF en France

Cette rubrique concerne les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé à La Hague ;
- l'entreposage de longue durée et le stockage direct du combustible usé non recyclable à l'échelle industrielle dans les installations existantes : combustible au plutonium ou à l'uranium issu du traitement enrichi, combustible de Creys Malville et Brennilis ;
- et aux quotes-parts EDF des charges d'études, de couverture, de fermeture, de surveillance des centres de stockage :
 - existants, pour les déchets de très faible activité (TFA) et les déchets de faible et moyenne activités (FMA),
 - à créer, pour les déchets de faible activité à vie longue (FAVL) et pour les déchets de haute et moyenne activités à vie longue (HA-MAVL).

Les volumes de déchets donnant lieu à provisions incluent, d'une part, les colis de déchets existants, et d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (sur la base de la totalité du

combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs).

Pour les déchets issus de la déconstruction des centrales en exploitation, le traitement comptable est identique à celui des dépenses de déconstruction (un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés en note 1.3.13.1).

Pour les déchets à venir sur le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement du coût du combustible comptabilisé dans les comptes de stocks.

La provision constituée pour les déchets de haute et moyenne activités à vie longue (HA-MAVL) représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Les dispositions de la loi du 28 juin 2006, relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs ont conforté EDF dans l'hypothèse retenue d'un stockage géologique sur laquelle sont fondées les provisions comptabilisées.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles sont basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par le groupe de travail dirigé par la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP, devenue depuis la Direction Générale de l'Énergie et du Climat – DGEC) et réunissant les administrations concernées (DGEMP, APE et Direction du Budget), l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus des travaux du groupe de travail, en s'assurant également de sa cohérence avec les données internationales.

En 2011, il est prévu la mise en place d'un groupe de travail piloté par la DGEC, associant l'ANDRA et les producteurs de déchets, dont le but est d'approfondir les options techniques possibles relatives à la conception du stockage. Les conclusions du groupe de travail, qui ne sont pas attendues avant la fin du premier semestre de l'année 2011, conduiront par la suite à l'établissement d'un nouveau chiffrage.

Concernant la provision pour les déchets de faible activité vie longue (FAVL), suite au désistement de deux communes sélectionnées par l'ANDRA, le processus de recherche de site est suspendu. Les nouvelles études menées par l'ANDRA et la DGEC devraient permettre un nouveau chiffrage en 2012.

30.3.2 Provisions pour déconstruction et derniers cœurs d'EDF en France

Les provisions pour déconstruction et derniers cœurs d'EDF en France se répartissent comme suit :

	31/12/2009	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31/12/2010
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour déconstruction des centrales thermiques à flamme	425	97	(58)	-	18	482
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	10 708	535	(218)	-	6	11 031
Provisions pour derniers cœurs	1 825	91	-	(10)	-	1 906
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS D'EDF EN FRANCE	12 958	723	(276)	(10)	24	13 419

L'évaluation des charges aux conditions économiques de fin d'année et en valeur actualisée (voir note 30.3.3.1) est la suivante :

	31/12/2010		31/12/2009	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Pour déconstruction des centrales thermiques à flamme	657	482	594	425
Pour déconstruction des centrales nucléaires	20 903	11 031	20 696	10 708
Pour déconstruction et derniers cœurs	3 792	1 906	3 732	1 825
POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	25 352	13 419	25 022	12 958

30.3.2.1 Provisions pour déconstruction des centrales thermiques à flamme d'EDF en France

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir des études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs à partir d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

L'évaluation de la provision au 31 décembre 2010 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

Pour les centrales en exploitation, un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes indiqués en note 1.3.13.1.

30.3.2.2 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires d'EDF en France

Cette rubrique concerne la déconstruction des centrales nucléaires filière Réacteur à Eau Pressurisée (REP) en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement.

Le scénario qui sous-tend cette évaluation prévoit qu'à l'issue des derniers travaux de déconstruction, les sites seront remis en état et que les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Pour les centrales en exploitation, un actif corporel a été créé en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés en note 1.3.13.1.

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et l'actif corporel a été créé dans ce cas pour la différence entre la provision et le produit à recevoir. Par la suite, les versements effectifs du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Pour les centrales en exploitation (filiale REP paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Les provisions sont évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'industrie et du commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence en euro/MW, confirmant les hypothèses de la Commission PEON datant de 1979. Cette évaluation a été confirmée par une étude effectuée par l'entreprise en 1999 et ciblée sur un site

déterminé, puis par une nouvelle évaluation effectuée en 2009 selon les étapes suivantes :

- l'évaluation du coût de déconstruction d'un site REP de quatre tranches 900 MW prenant en compte les évolutions les plus récentes en termes de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sécurité Nucléaire ;
- le réexamen de la planification dans le temps des opérations de déconstruction ;
- la détermination des règles permettant l'extrapolation de l'évaluation des coûts à l'ensemble du parc REP en exploitation.

Une inter-comparaison internationale a permis de corroborer les résultats de cette étude.

Cette étude a abouti à un chiffrage des coûts de déconstruction qui confirme l'évaluation de la provision constituée jusqu'à présent et valide les coûts de référence utilisés exprimés en euro/MW.

Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement (centrales UNGG, centrale de Creys-Malville, centrales de Brennilis et de Chooz A)

La provision est évaluée à partir de devis (coûts et plannings) mis à jour en 2008, et qui prennent en compte l'évolution des hypothèses techniques et financières, le retour d'expérience sur les opérations de déconstruction en cours et une étude d'inter-comparaison.

30.3.2.3 Provision pour derniers cœurs d'EDF en France

Cette provision couvre les charges relatives à la perte future du combustible non consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Elle se décompose en deux postes :

- la dépréciation du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif, valorisée à partir du dernier prix moyen connu des stocks ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants, pour la part de combustible non encore irradié au moment de l'arrêt définitif. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Cette provision étant liée à une obligation existante à la date de mise en service de la tranche de production nucléaire à laquelle le cœur appartient, les coûts sont intégralement provisionnés et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

30.3.3 Sécurisation du financement des obligations de long terme au titre des installations nucléaires du groupe EDF

Les actifs dédiés constitués pour le financement des obligations de long terme au titre des installations nucléaires sont présentés en note 46.

30.3.3.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation nominal retenu par EDF pour le calcul des provisions est de 5 %, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2 %, soit un taux réel proche de 3 %.

Calcul du taux d'actualisation

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

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement des OAT françaises disponibles sur les horizons les plus longs, à laquelle est ajouté le spread des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

L'hypothèse d'inflation retenue est cohérente avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Révision du taux d'actualisation

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation consiste à privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long termes.

Le taux d'actualisation retenu respecte le double plafond réglementaire instauré par ailleurs par le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007. Il doit être inférieur :

- à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les quarante-huit 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.

30.3.3.2 Facteurs de sensibilité des provisions pour aval du cycle nucléaire et des provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

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 décembre de l'année considérée avec le montant en valeur actualisée.

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

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

(en millions d'euros)	Coûts provisionnés en valeur actualisée		Sensibilité au taux d'actualisation			
	2010	2009	2010		2009	
			+ 0,25 %	- 0,25 %	+ 0,25 %	- 0,25 %
Aval du cycle nucléaire						
Gestion du combustible usé	8 852	8 686	(197)	210	(192)	205
Gestion à long terme des déchets radioactifs	6 508	6 344	(401)	457	(391)	445
Déconstruction et derniers cœurs						
Déconstruction des centrales nucléaires	11 031	10 708	(543)	577	(542)	575
Dépréciation des derniers cœurs	1 906	1 825	(81)	87	(81)	87
TOTAL	28 297	27 563	(1 222)	1 331	(1 206)	1 312

30.4 ●● Provisions nucléaires de British Energy

30.4.1 Accords de restructuration – Financement des obligations de long terme

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF, avec le *Nuclear Liabilities Fund* (NLF), trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État ou du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des accords conclus par British Energy le 14 janvier 2005 (les « accords de restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2005 sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation financière de British Energy. Ils stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe British Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales de British Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe British Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- le groupe British Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles qui pourrait survenir, en cas d'un non-respect de certains critères qualitatifs ou contractuels. Les obligations du groupe British Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par des sûretés sur les actifs des filiales du groupe British Energy.

British Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction jusqu'aux dates de fermeture des différentes centrales fixées par les « accords de restructuration », la provision correspondante s'élève à 200 millions d'euros à fin décembre 2010 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne de combustible (exprimé en uranium enrichi) chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des « accords de restructuration ».

Par ailleurs, British Energy a conclu un accord séparé avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) portant sur la gestion du combustible usé provenant depuis le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell, et incluant le transport, l'entreposage intermédiaire, le retraitement du combustible et l'entreposage des déchets issus. British Energy n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé, sont comptabilisés en stocks (voir note 1.3.18.1).

Les conditions particulières de financement des obligations nucléaires de long terme se traduisent dans les comptes du groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif sous forme de provisions et s'élèvent à 7 992 millions d'euros au 31 décembre 2010 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du NLF pour les obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement, et du Gouvernement pour les obligations contractualisées (ou passifs historiques) sont comptabilisées à l'actif.

Ces créances sont actualisées au même taux réel que les obligations qu'elles financeront. Leur montant s'élève à 6 613 millions d'euros au 31 décembre 2010 (voir note 36.3).

30.4.2 Provision pour aval du cycle nucléaire de British Energy

	31/12/2009	Augmentations	Diminutions		Autres variations	31/12/2010
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour gestion du combustible usé	2 209	-	-	-	(38)	2 171
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	451	-	-	-	35	486
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	2 660	-	-	-	(3)	2 657

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des autres centrales est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions sont relatives aux obligations du groupe British Energy en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les contrats commerciaux existants conclus avec la NDA et les « accords de restructuration ». Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

(en millions d'euros)	Aval du cycle Dépenses contractualisées	Aval du cycle Dépenses non contractualisées	Total au 31/12/2010
Montants non actualisés aux conditions économiques de fin de période	2 631	3 311	5 942
Montants actualisés (taux réel 3 %)	2 171	641	2 812
Montants provisionnés	2 171	486	2 657

30.4.3 Provisions pour déconstruction et derniers cœurs de British Energy

(en millions d'euros)	31/12/2009	Augmentations	Diminutions		Variations de périmètre	Autres variations	31/12/2010
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour déconstruction des centrales	3 938	14	(26)	-	-	225	4 151
Provisions pour derniers cœurs	1 150	60	-	-	-	(26)	1 184
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	5 088	74	(26)	-	-	199	5 335

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires résultent des meilleures estimations de la Direction. Elles couvrent le coût complet de la déconstruction et sont évaluées à partir des techniques et méthodes

connues qui devraient être appliquées dans le cadre des réglementations existant à ce jour. Les dernières estimations datent de 2006 et intègrent une hypothèse de démantèlement permettant *in fine* la réutilisation du site.

Déconstruction des centrales (en millions d'euros)	Au 31/12/2010 Total
Montants non actualisés aux conditions économiques de fin de période	12 567
Montants provisionnés (actualisés au taux réel de 3 %)	3 951

Le tableau ci-dessus ne porte que sur les obligations de déconstruction hors le montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction de 200 millions d'euros (voir note 30.4.1).

30.5 ●● Provisions de CENG

Aux États-Unis, les obligations en termes de gestion du combustible usé, de gestion des déchets et de déconstruction des centrales sont régies principalement par la NRC (*Nuclear Regulatory Commission*) et pour le transport des déchets par le *Department of Transport*.

(en millions d'euros)	31/12/2009	Augmentations	Variations de périmètre	Autres variations	31/12/2010
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	442	30	-	(2)	470

30.5.1 Provisions pour aval du cycle

Le combustible usé ne fait pas l'objet de retraitement. Il est entreposé en attendant sa prise en charge par le *US Department of Energy* (DOE) pour stockage définitif. Ainsi, CENG règle chaque trimestre une contribution basée sur les quantités d'électricité produites à raison de 1 dollar/MWh et ne constitue pas de provision à ce titre.

30.5.2 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

CENG a l'obligation de procéder à la déconstruction de ses trois centrales nucléaires à l'issue de leur exploitation conformément à la réglementation de la NRC.

Les provisions pour déconstruction comprennent notamment les dépenses de personnel internes et externes, les coûts des équipements, des matériels, du transport, de l'enfouissement, des coûts énergétiques, des impôts fonciers, les contributions versées à la NRC en vue de l'obtention du certificat de décontamination et les dépenses de remise en état des terrains conformément aux prescriptions.

Les estimations des coûts de déconstruction sont calculées site par site à partir d'études techniques mises à jour périodiquement. Dans ce cadre, une étude a été menée sur le second semestre 2010 et a conduit à une révision à la baisse de la provision pour déconstruction pour un montant de 50 millions de dollars américains. Cet élément a été considéré comme étant un ajustement du bilan d'ouverture de CENG (voir note 4.2.3).

30.5.3 Actifs de couverture des obligations nucléaires

La constitution centrale par centrale de fonds destinés à financer leur déconstruction (*trust funds*) est requise par la NRC.

Ces *trust funds* sont investis en titres de dettes et en actions. Ils sont réservés à la centrale nucléaire à laquelle ils appartiennent. Le Comité des investissements de CENG fixe la stratégie générale d'investissement dont la répartition entre type d'actifs. Les investissements respectent les règles de prudence. Les fonds ne doivent pas être investis directement dans des sociétés détenant des centrales nucléaires.

La NRC fixe des montants minimums à respecter qui sont contrôlés tous les deux ans. En cas d'insuffisance constatée, la NRC peut exiger des garanties financières supplémentaires sous forme de trésorerie, de lettres de crédit ou de garantie de la maison mère.

Ces actifs de couverture sont comptabilisés comme des actifs disponibles à la vente. Ils sont valorisés à leur juste valeur (valeur boursière).

30.6 ●● Autres filiales

Les obligations pour aval du cycle nucléaire concernent les centrales nucléaires pour la part détenue par SPE.

Les obligations de déconstruction concernent notamment les centrales thermiques classiques en Europe, les centrales nucléaires en Belgique et d'autres installations industrielles.

Note 31 - Avantages du personnel

31.1 ●● Variation des provisions

Les variations des provisions pour avantages du personnel se répartissent comme suit au cours des deux derniers exercices :

Au 31 décembre 2010

	31/12/2009	Augmentations	Diminutions		Effet périmètre	Autres	31/12/2010
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	13 118	2 333	(2 215)	-	(2 270)	479	11 445
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel	1 131	223	(126)	-	(108)	(1)	1 119
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	14 249	2 556	(2 341)	-	(2 378)	478	12 564

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Provisions au 31/12/2009	11 773	119	1 939	54	230	134	14 249
Utilisation	(973)	(506)	(107)	-	(25)	(15)	(1 626)
Modification de périmètre	(453)	47	(1 972)	-	-	-	(2 378)
Dotations nettes	1 339	316	137	5	26	18	1 841
Écart de conversion	-	5	-	-	10	2	17
Autres	406	61	3	(8)	(1)	-	461
PROVISIONS AU 31/12/2010	12 092	42	-	51	240	139	12 564

La variation des provisions depuis le 31 décembre 2009 résulte essentiellement de l'évolution de la provision pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi et plus particulièrement des engagements de retraites

des filiales françaises relevant du régime des IEG. Elle intègre également au niveau des modifications de périmètre le reclassement en passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente des provisions relatives à EnBW.

Au 31 décembre 2009

(en millions d'euros)	31/12/2008	Augmentations	Diminutions		Autres	31/12/2009
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet		
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	12 703	2 211	(1 933)	(6)	143	13 118
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel	1 016	222	(122)	(1)	16	1 131
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	13 719	2 433	(2 055)	(7)	159	14 249

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Provisions au 31/12/2008	11 420	141	1 918	59	41	140	13 719
Utilisation	(937)	(347)	(104)	(9)	(9)	(18)	(1 424)
Modification de périmètre	-	13	-	1	176	-	190
Dotations nettes	1 292	342	127	6	16	12	1 795
Écart de conversion	-	11	-	-	4	1	16
Autres	(2)	(41)	(2)	(3)	2	(1)	(47)
PROVISIONS AU 31/12/2009	11 773	119	1 939	54	230	134	14 249

31.2 ●● Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi – retraites	9 384	8 998
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi – autres avantages	1 704	1 769
Provisions pour autres avantages à long terme	1 065	1 062
Provisions pour avantages du personnel IEG	12 153	11 829
Provisions pour avantages du personnel hors IEG	411	2 420
TOTAL PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	12 564	14 249

31.2.1 Filiales françaises relevant du régime des IEG

Le montant de la provision pour retraite s'élève à 9 384 millions d'euros au 31 décembre 2010 (8 998 millions d'euros au 31 décembre 2009). Ce montant intègre en 2010 la Contribution pour Maintien de Droits (CMD) reclassée sur l'exercice en provisions pour avantages du personnel. En 2009, la CMD était présentée en « Autres provisions » (note 32).

En complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs. Ils se détaillent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Avantages en nature énergie	1 138	1 176
Indemnités de fin de carrière	-	8
Indemnités de secours immédiat	273	287
Indemnités de congés exceptionnels	207	217
Autres	86	81
PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES DU PERSONNEL POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	1 704	1 769

La description de ces différents avantages est fournie dans la note 1.3.25.2.

Enfin, d'autres avantages à long terme sont accordés au personnel. Pour le personnel qui relève des IEG, ils s'élèvent à 1 065 millions d'euros au 31 décembre 2010 (1 062 millions d'euros au 31 décembre 2009).

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

La diminution des provisions pour avantages du personnel hors IEG est principalement liée à des effets de périmètre, et notamment le reclassement en passifs destinés à être cédés des engagements relatifs à EnBW.

31.3 ●● Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme sont résumées ci-dessous :

	France		Royaume-Uni	
	2010	2009	2010	2009
Taux d'actualisation	5,00 %	5,25 %	5,50 %	5,70 %
Taux de rendement attendu des actifs sur retraites	4,80 %	5,32 %	6,00 %	6,30 %
Taux d'augmentation des salaires	2,00 %	2,00 %	5,10 %	5,40 %

En France, le taux d'actualisation des engagements de long terme envers le personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'État d'une durée comparable – OAT 2032, d'une durée de 14 ans homogène avec celle des engagements au personnel – auquel a été ajouté un spread calculé sur les entreprises non financières de première catégorie.

La variation du rendement des OAT de référence associée aux variations de spreads a conduit le Groupe à revoir à la baisse le taux d'actualisation, pour l'établir à 5 % au 31 décembre 2010.

Pour 2010, le rendement réel des actifs sur retraites du Groupe s'établit à 1 141 millions (1 146 millions en 2009).

Pour le portefeuille des actifs de couverture, en France, une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base sur le rendement attendu des actifs aurait pour impact une variation de 1,31 % à la hausse ou à la baisse de la charge attendue 2011.

L'impact d'une variation de 25 points de base sur le taux d'actualisation générerait une variation de 3,3 % sur le montant total des engagements et de 4,9 % sur le montant du coût des services rendus au titre de l'exercice 2011 pour la France.

31.4 ●● Variation de la valeur actualisée de l'obligation

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 01/01/2010	18 771	7 883	1 909	54	316	286	29 219
Coût des services rendus	488	178	24	-	13	11	714
Charges d'intérêt	984	426	106	1	15	6	1 538
Pertes et gains actuariels	1 136	(13)	139	-	29	11	1 302
Réduction ou liquidation de régime	(3)	1	-	-	(1)	-	(3)
Prestations versées	(965)	(264)	(112)	1	(16)	(16)	(1 372)
Cotisations effectuées par les participants du régime	-	39	-	-	-	-	39
Coût des services passés acquis	2	-	10	(1)	1	-	12
Coût des services passés non acquis	-	-	-	-	2	(1)	1
Modification du périmètre	(648)	(3 353)	(2 111)	-	-	-	(6 112)
Écart de change	-	263	5	-	14	4	286
Autres	405	-	30	(4)	7	2	440
ENGAGEMENTS AU 31/12/2010	20 170	5 160	-	51	380	303	26 064
Valeur actuelle des actifs investis	(6 889)	(4 320)	-	-	(115)	(127)	(11 451)
Écarts actuariels non reconnus	(1 059)	(971)	-	-	(20)	(36)	(2 086)
Coût des services passés non comptabilisés au bilan	(130)	-	-	-	(5)	(1)	(136)
PASSIF NET AU TITRE DES RÉGIMES À PRESTATIONS DÉFINIES	12 092	(131)	-	51	240	139	12 391
dont :							
Provision pour avantages du personnel	12 092	42	-	51	240	139	12 564
Actifs de retraite	-	-	-	-	-	-	-
Actifs financiers	-	(173)	-	-	-	-	(173)

En France, la variation des pertes et gains actuariels de l'exercice s'explique par la baisse du taux d'actualisation (passage de 5,25 % à 5 %) mais également par la comptabilisation en écarts actuariels des impacts de la réforme des retraites 2010.

Les autres variations sur la France incluent, pour 407 millions d'euros, le reclassement dans les engagements de retraite de la provision relative à la contribution pour maintien de droits. L'adossement du régime spécial des IEG aux régimes complémentaires AGIRC, ARRCO mis en place en 2004, et la volonté de maintenir le niveau de reprise des droits par ces

régimes pour les activités non régulées, avaient notamment conduit à la comptabilisation d'une provision afin de prévenir toute insuffisance de financement de ces droits par les cotisations versées par EDF. Compte tenu des discussions menées en 2010, conformément à l'engagement de revoyure pris fin 2004, et de la nature de cette provision – financement des retraites des agents – cette provision a été reclassée dans les engagements retraite.

Le montant total de l'écart d'expérience pour la France représente un gain actuariel de 18 millions d'euros.

31.5 ●● Actifs de couverture

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Autre international	Autres activités	Total
Juste valeur des actifs de couverture au 01/01/2010	(6 388)	(5 981)	(36)	(85)	(125)	(12 615)
Rendement escompté des actifs	(339)	(365)	(3)	(7)	(1)	(715)
Primes nettes	(634)	(543)	(5)	(19)	4	(1 197)
Pertes et gains actuariels	(203)	(218)	1	(5)	-	(425)
Prestations payées par les actifs de couverture	627	264	5	10	(3)	903
Modification de périmètre	46	2 723	69	-	-	2 838
Écart de change	-	(200)	(5)	(6)	(2)	(213)
Autres	2	-	(26)	(2)	-	(26)
JUSTE VALEUR DES ACTIFS DE COUVERTURE AU 31/12/2010	(6 889)	(4 320)	-	(114)	(127)	(11 450)

Pour la France, ce poste comprend à hauteur de 6 889 millions d'euros au 31 décembre 2010 (6 388 millions d'euros au 31 décembre 2009) les actifs de couverture des engagements sociaux affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière (couverts à 100 %) et des droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Ils sont constitués de contrats d'assurances.

À fin 2010, les placements se décomposent au sein des contrats de la France :

- pour les indemnités de fin de carrière de 47 % d'actions, 53 % d'obligations et de monétaire (répartition inchangée par rapport à 2009) ;
- pour le régime spécial de retraite de 30 % d'actions, 70 % d'obligations et de monétaires (respectivement 35 % et 65 % en 2009).

Au Royaume-Uni, les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés dont la valeur actuelle s'élève à 4,3 milliards d'euros au 31 décembre 2010 (6,0 milliards d'euros au 31 décembre 2009). Ces fonds de placement se décomposent en 38 % d'actions et 47 % d'obligations et de monétaires, 6 % de biens immobiliers et 9 % d'autres placements.

Suite notamment à la cession des activités de réseaux, les écarts actuariels relatifs aux fonds de pension d'EDF Energy qui s'élevaient à (1 783) millions d'euros au 31 décembre 2009, se sont réduits pour atteindre (971) millions d'euros au 31 décembre 2010.

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

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Coût des services rendus de l'exercice	(714)	(585)
Charges d'intérêts (actualisation)	(1 538)	(1 461)
Rendement escompté des actifs de couverture	715	634
Pertes et gains actuariels comptabilisés	(278)	(173)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	3	2
Coût des services passés	(12)	2
Effet de l'écèlement	-	-
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME ⁽¹⁾	(1 824)	(1 581)

(1) Les montants présentés intègrent les charges relatives à EnBW.

Note 32 - Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

	31/12/2009	Augmentations	Diminutions		Variations de périmètre	Autres variations	31/12/2010
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour risques liés aux participations	182	16	(4)	-	-	-	194
Provisions pour risques fiscaux	355	30	(5)	-	(111)	20	289
Provisions pour litiges	529	79	(60)	(35)	(22)	15	506
Provisions pour contrats onéreux	1 029	228	(683)	(23)	(95)	569	1 025
Autres	2 722	2 001	(1 638)	(167)	(343)	(382)	2 193
AUTRES PROVISIONS	4 817	2 354	(2 390)	(225)	(571)	222	4 207

Les autres provisions incluent notamment :

- une provision de 173 millions d'euros constituée au titre du Tarif réglementé Transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), dont 121 millions d'euros au titre de la prolongation jusqu'à la date de mise en place de l'ARENH ;
- les provisions pour quotas d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable à hauteur de 545 millions d'euros.

La rubrique « Provision pour litiges » inclut notamment une provision pour litige avec les organismes sociaux.

Les provisions pour contrats onéreux intègrent l'évaluation en juste valeur :

- des contrats de vente British Energy pour 402 millions d'euros au 31 décembre 2010 (838 millions d'euros au 31 décembre 2009) ;
- des contrats de vente CENG pour 512 millions d'euros au 31 décembre 2010. Ces éléments étaient présentés en « Autres créditeurs » pour un montant de 290 millions d'euros dans le bilan d'ouverture provisoire établi pour les comptes arrêtés au 31 décembre 2009 (voir note 4.2.3).

Les autres variations incluent pour (407) millions d'euros le reclassement de la provision relative à la contribution de maintien de droits.

Note 33 - Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France sur biens existants et sur biens à renouveler

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Contre-valeur des biens	39 001	37 770
Financement concessionnaire non amorti	(18 683)	(18 103)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	20 318	19 667
Amortissement financement du concédant	9 404	8 887
Provisions pour renouvellement	11 439	11 323
Droits sur biens à renouveler	20 843	20 210
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE SUR BIENS EXISTANTS ET À RENOUVELER	41 161	39 877

Note 34 - Fournisseurs

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	9 856	10 694
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	2 949	2 654
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	12 805	13 348

Note 35 - Autres crédateurs

Les éléments constitutifs des autres crédateurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Avances et acomptes reçus	5 896	5 277
Dettes sur immobilisations	2 167	2 216
Dettes fiscales et sociales	6 881	6 884
Produits constatés d'avance	5 848	4 496
Autres dettes ⁽¹⁾	2 847	5 334
AUTRES CRÉDITEURS	23 639	24 207
Dont part non courante	4 965	3 360
Dont part courante	18 674	20 847

(1) Dont dettes relatives aux engagements donnés de rachat d'intérêts minoritaires pour 66 millions d'euros au 31 décembre 2010 (1 018 millions d'euros au 31 décembre 2009).

Au 31 décembre 2010, les produits constatés d'avance comprennent chez EDF les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 693 millions d'euros (2 444 millions d'euros en 2009). Ils intègrent également, en 2010, l'avance de 1,7 milliard d'euros versée au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium.

La baisse observée en 2010 s'explique notamment par les éléments suivants :

- Reclassement des contrats de vente CENG pour 512 millions d'euros en « Provisions pour risques et charges – provisions pour contrats

onéreux ». Ces éléments étaient présentés en « Autres crédateurs » pour un montant de 290 millions d'euros dans le bilan d'ouverture provisoire établi pour les comptes arrêtés au 31 décembre 2009.

- Extinction du passif relatif à l'option de vente consentie aux actionnaires minoritaires de SPE à hauteur de 807 millions d'euros, suite :
 - d'une part, à l'exercice de cette option par certains d'entre eux ;
 - d'autre part, aux conditions de liquidités du nouveau pacte d'actionnaires conclu le 16 avril 2010 avec les minoritaires ayant souhaité rester au capital de SPE.

ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

Note 36 - Actifs financiers courants et non courants

36.1 ●● Répartition entre les actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2010			31/12/2009		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	4 534	13	4 547	4 863	13	4 876
Actifs financiers disponibles à la vente	9 748	15 287	25 035	4 987	15 818	20 805
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	2	23	25	61	463	524
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 401	1 180	2 581	1 783	1 112	2 895
Prêts et créances financières	1 103	8 418	9 521	756	7 092	7 848
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS ⁽¹⁾	16 788	24 921	41 709	12 450	24 498	36 948

(1) Dont dépréciation pour 726 millions d'euros au 31 décembre 2010 (911 millions d'euros au 31 décembre 2009).

36.2 ●● Détail des actifs financiers

36.2.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Juste valeur positive des dérivés de transaction	4 530	4 662
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction ⁽¹⁾	5	203
Actifs financiers à la juste valeur en résultat sur option	12	11
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATIONS DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT	4 547	4 876

(1) Dont part qualifiée d'actifs liquides

-

197

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

Au 31 décembre 2010, la part des dérivés évaluée par référence à des prix cotés sur un marché actif s'élève à 3 %, celle évaluée à partir de données observables s'élève à 90 % et celle évaluée à partir de modèles internes à 7 %.

36.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

(en millions d'euros)	31/12/2010			31/12/2009 ⁽²⁾		
	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF (note 46)	6 820	6 685	13 505	4 932	6 504	11 436
Actifs liquides	4 930	4 355	9 285	2 400	2 138	4 538
Participation stratégique	-	-	-	414	-	414
Autres titres	2 172	73	2 245	3 083	1 334	4 417
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	13 922	11 113	25 035	10 829	9 976	20 805

(1) Actions ou OPCVM.

(2) La répartition entre actions et titres de dettes des données au 31 décembre 2009 a été revue.

La ligne « Participation stratégique » correspond en 2009 aux titres Constellation Energy Group. Suite aux accords du 3 novembre 2010 (voir note 4.2.2), ces titres ne sont plus considérés par le Groupe comme constitutifs d'une participation stratégique et sont présentés au niveau des « Autres titres » sur l'exercice 2010.

La part du portefeuille évaluée par référence à des prix cotés sur un marché actif s'élève à 16 % au 31 décembre 2010, celle évaluée par rapport à des données observables s'élève à 84 %.

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 :

Au cours de l'exercice 2010

(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
Actifs dédiés d'EDF	886	(305)	581	(4)	1	(3)
Actifs liquides	(29)	10	(19)	(40)	13	(27)
Participation stratégique	-	-	-	-	-	-
Autres titres	(39)	(15)	(54)	(87)	(5)	(92)
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	818	(310)	508	(131)	9	(122)

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

(2) + / () : augmentation/diminution du résultat.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres part du Groupe sur 2010 concernent principalement EDF pour 850 millions d'euros dont 886 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Pour EDF, aucune perte de valeur significative n'a été enregistrée sur l'exercice 2010.

L'impact en capitaux propres tient compte de l'impôt courant ou d'impôt différé attaché à ces variations.

Au cours de l'exercice 2009

(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
Actifs dédiés d'EDF	1 031	(355)	676	(78)	27	(51)
Actifs liquides	88	(31)	57	72	(24)	48
Participation stratégique	-	-	-	-	-	-
Autres titres	133	(19)	114	(54)	12	(42)
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	1 252	(405)	847	(60)	15	(45)

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

(2) + / () : augmentation/diminution du résultat.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres part du Groupe sur 2009 concernent principalement EDF pour 1 134 millions d'euros dont 1 031 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Elles traduisent l'amélioration observée sur les marchés financiers à compter du deuxième trimestre de l'exercice.

Une perte de valeur a été enregistrée en résultat pour (48) millions d'euros chez EDF.

Une information détaillée sur les actifs dédiés d'EDF est donnée en note 46.

36.2.2.1 Actifs liquides

Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Au sein de ce poste, les OPVCM monétaires d'EDF représentent 4 930 millions d'euros (2 400 millions d'euros au 31 décembre 2009).

36.2.2.2 Autres titres

Au 31 décembre 2010, les autres titres se composent notamment :

- chez CENG, de 518 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente liés au « *decommissioning trust funds* » (fonds réservés au financement de la déconstruction des centrales) ;
- chez EDF Inc., de titres CEG pour 320 millions d'euros ;
- chez EDF, de titres AREVA pour 313 millions d'euros et Veolia pour 423 millions d'euros.

Au 31 décembre 2010, les fonds réservés d'EnBW sont présentés au niveau des actifs destinés à être cédés. Ils figuraient au niveau des autres titres en 2009 pour un montant de 1 700 millions d'euros.

36.3 ●● Juste valeur des actifs financiers comptabilisés au coût amorti

(en millions d'euros)	31/12/2010		31/12/2009	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
Actifs détenus jusqu'à l'échéance	25	25	524	524
Prêts et créances financières – actifs à recevoir du NLF	6 613	6 613	6 399	6 399
Prêts et créances financières – autres	2 912	2 908	1 455	1 449
ACTIFS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI	9 550	9 546	8 378	8 372

Les prêts et créances financières intègrent 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 6 613 millions d'euros au 31 décembre 2010 (6 399 millions d'euros au 31 décembre 2009).

36.4 ●● Variation des actifs financiers courants et non courants hors dérivés

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

36.4.1 Au 31 décembre 2010

	31/12/2009	Augmentations	Diminutions	Variations de juste valeur	Variation de périmètre	Autres	31/12/2010
<i>(en millions d'euros)</i>							
Actifs financiers disponibles à la vente	20 805	12 637	(6 554)	1 018	(2 343)	(528)	25 035
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	524	53	(66)	-	(487)	1	25
Prêts et créances financières	7 848	275	(286)	-	1 322	362	9 521

36.4.2 Au 31 décembre 2009

	31/12/2008	Augmentations	Diminutions	Variations de juste valeur	Variation de périmètre	Autres	31/12/2009
<i>(en millions d'euros)</i>							
Actifs financiers disponibles à la vente	23 112	10 957	(11 918)	1 349	(1 806)	(889)	20 805
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	527	72	(74)	-	-	(1)	524
Prêts et créances financières	1 255	260	(131)	-	6 132	332	7 848

Note 37 - Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des fonds en caisse, des soldes bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire. La trésorerie et les équivalents de trésorerie figurant

dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans le bilan :

	31/12/2010	31/12/2009
<i>(en millions d'euros)</i>		
Disponibilités	1 838	3 569
Équivalents de trésorerie	2 804	3 207
Comptes courants financiers	187	206
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	4 829	6 982

Note 38 - Passifs financiers courants et non courants

38.1 ●● Répartition courant/non courant des passifs financiers

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2010			31/12/2009		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	39 993	7 784	47 777	43 941	9 927	53 868
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	4 002	4 002	-	3 610	3 610
Juste valeur négative des dérivés de couverture	653	980	1 633	814	3 023	3 837
PASSIFS FINANCIERS	40 646	12 766	53 412	44 755	16 560	61 315

Au 31 décembre 2010, la juste valeur des dérivés est déterminée sur la base de prix cotés à hauteur de 1 %, de prix observables à hauteur de 96 % et de modèles internes à hauteur de 3 %.

L'échéance des lignes de crédit d'EDF Énergies Nouvelles est désormais définie selon la date d'échéance du contrat et non plus selon la date du tirage en

cours. Retraitées de ce changement de présentation, les parts courante et non courante des emprunts et dettes financières au 31 décembre 2009 auraient été respectivement de 9 322 millions d'euros et 44 546 millions d'euros (effet de reclassement de 605 millions d'euros).

38.2 ●● Emprunts et dettes financières

38.2.1 Variations 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
Soldes au 31/12/2008	23 490	4 859	8 292	235	575	37 451
Augmentations	18 904	11 128	413	-	702	31 147
Diminutions	(2 766)	(9 926)	(2 929)	(73)	(44)	(15 738)
Mouvements de périmètre	597	304	109	8	4	1 022
Écarts de conversion	185	184	49	-	100	518
Autres	(338)	(99)	(42)	76	(129)	(532)
Soldes au 31/12/2009	40 072	6 450	5 892	246	1 208	53 868
Augmentations	5 736	2 057	971	-	137	8 901
Diminutions	(1 924)	(2 144)	(841)	(42)	(16)	(4 967)
Mouvements de périmètre ⁽¹⁾	(9 489)	(753)	(940)	(13)	(276)	(11 471)
Écarts de conversion	646	67	205	-	2	920
Autres	458	(273)	199	182	(40)	526
SOLDES AU 31/12/2010	35 499	5 404	5 486	373	1 015	47 777

(1) Les mouvements de périmètre en 2010 concernent RTE EDF Transport pour (4 812) millions d'euros, EnBW pour (3 544) millions d'euros et les activités de réseaux au Royaume-Uni pour (3 174) millions d'euros.

EDF a procédé à plusieurs émissions importantes en 2010 :

EDF a procédé le 26 janvier 2010 à l'émission de deux emprunts obligataires sur le marché américain sous la forme d'un placement privé réservé auprès d'investisseurs institutionnels (émission dans le cadre de la règle 144A de l'*US Securities and Exchange Commission*) qui comporte deux tranches :

- la première est d'une maturité de 10 ans, pour un montant de 1,4 milliard de dollars avec un coupon annuel de 4,60 % ;
- la seconde est d'une maturité de 30 ans, pour un montant de 850 millions de dollars avec un coupon annuel de 5,60 %.

Le 10 mars 2010, Edison a émis dans le cadre de son programme EMTN un emprunt de 500 millions d'euros (245 millions d'euros en quote-part EDF), d'une maturité de 5 ans avec un coupon annuel de 3,25 %.

Le 29 mars 2010, EDF a procédé à une émission d'obligations sur le marché suisse pour un montant de 400 millions de francs suisses, de maturité septembre 2017, avec un coupon annuel de 2,25 %.

Le 27 avril 2010, EDF a procédé à une émission d'obligations sur le marché Euronext Paris pour un montant de 1,5 milliard d'euros, de maturité avril 2030, avec un coupon annuel de 4,625 %.

Le 22 septembre 2010, EDF a procédé à une émission obligataire pour un montant de 1 milliard de livres sterling, de maturité 40 ans, avec un coupon annuel de 5,125 %.

Le 3 novembre 2010, Edison a émis un emprunt de 600 millions d'euros, (294 millions d'euros en quote-part EDF) d'une maturité de 7 ans avec un coupon annuel de 3,9 %.

Le 12 novembre 2010, EDF a procédé à une émission obligataire à deux tranches sur le marché Euronext Paris. La première tranche est d'une maturité de 15 ans pour un montant de 750 millions d'euros, avec un coupon annuel de 4,0 %. La seconde tranche est d'une maturité de 30 ans pour un montant de 750 millions d'euros, avec un coupon annuel de 4,5 %.

Cette émission a permis une restructuration de la dette (remboursement partiel d'emprunts obligataires d'échéances 2013 à 2015).

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
EDF et autres filiales liées ⁽¹⁾	33 656	30 756
EDF Energy ⁽²⁾	5 312	11 943
EnBW	-	3 416
EDF Énergies Nouvelles	4 059	3 295
Edison ⁽³⁾	2 104	2 302
Autres entités	2 646	2 156
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	47 777	53 868

⁽¹⁾ ERDF, PEI, EDF International, EDF Investissements Groupe.

⁽²⁾ Y compris les holdings.

⁽³⁾ Edison hors TDE.

Au 31 décembre 2010, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

Au 31 décembre 2010, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

(en millions)	Entité	Date d'émission	Échéance	Montant	Devise de l'émission	Taux
Euro MTN	EDF	11/2008	01/2013	2 000	EUR	5,6 % ⁽¹⁾
Obligataire	EDF	01/2009	01/2014	1 250	USD	5,5 %
Euro MTN	EDF	07/2009	07/2014	3 269	EUR	4,5 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2015	2 000	EUR	5,1 % ⁽¹⁾
Euro MTN	EDF	10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,5 %
Euro MTN	EDF	01/2008	01/2018	1 500	EUR	5,0 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,5 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,6 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,4 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,3 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,6 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,0 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,6 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,6 %
Euro MTN	EDF	05/2009	06/2034	1 500	GBP	6,1 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	7,0 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,5 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,1 %

(1) Ces deux emprunts obligataires ont été partiellement remboursés suite à deux émissions de 750 millions d'euros en 2010.

38.2.2 Échéancier 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	876	1 070	4 774	49	1 015	7 784
Entre un et cinq ans	11 777	2 306	539	160	-	14 782
À plus de cinq ans	22 846	2 028	173	164	-	25 211
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2010	35 499	5 404	5 486	373	1 015	47 777

38.2.3 Ventilation des emprunts par devise

(en millions d'euros)	31/12/2010			31/12/2009		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽²⁾	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euro (EUR)	28 510	(3 089)	25 421	37 232	(10 356)	26 876
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	9 257	(4 568)	4 689	5 081	(32)	5 049
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	5 081	8 678	13 759	7 386	11 463	18 849
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 929	(1 021)	3 908	4 169	(1 075)	3 094
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	47 777	-	47 777	53 868	-	53 868

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

(2) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères ainsi que les swaps dollar/livre sterling qualifiés de couverture économique.

38.2.4 Ventilation des emprunts par taux avant et après swaps

(en millions d'euros)	31/12/2010			31/12/2009		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette
Emprunts à taux fixe	41 150	(49)	41 101	44 569	613	45 182
Emprunts à taux variable	6 627	49	6 676	9 299	(613)	8 686
TOTAL DES EMPRUNTS	47 777	-	47 777	53 868	-	53 868

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IAS 39.

38.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit auprès de différentes banques pour un montant global de 11 085 millions d'euros au 31 décembre 2010 (10 039 millions d'euros au 31 décembre 2009).

(en millions d'euros)	Total	31/12/2010			31/12/2009 Total
		Échéances			
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	11 085	1 178	5 907	4 000	10 039

La variation des lignes de crédit observée sur 2010 est liée à hauteur de 3 750 millions d'euros à la mise en place de nouvelles lignes de crédit

sur EDF, compensée par la non prise en compte des lignes de crédit d'EnBW et de RTE EDF Transport.

38.2.6 Juste valeur des emprunts et dettes financières au 31 décembre 2010

(en millions d'euros)	31/12/2010		31/12/2009	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	52 868	47 777	57 014	53 868

38.3 ●● Endettement financier net

L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

La définition de l'endettement financier net a été revue en 2010 afin de prendre en compte les prêts du Groupe à RTE EDF Transport, entité consolidée par mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010.

38.3.1 Endettement financier net par nature

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2010	31/12/2009
Emprunts et dettes financières	38.2.1	47 777	53 868
Dérivés de couvertures des dettes		49	373
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	(4 829)	(6 982)
Actifs liquides ⁽¹⁾	36.2	(9 285)	(4 735)
Prêt à RTE EDF Transport		(1 914)	-
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés		2 591	(28)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		34 389	42 496

(1) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 9 285 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 0 au 31 décembre 2010 (respectivement 4 538 millions d'euros et 197 millions d'euros au 31 décembre 2009).

Au 31 décembre 2010, on observe une forte diminution de l'endettement financier net, notamment du fait de la cession des réseaux au Royaume-Uni et de la consolidation par mise en équivalence de RTE EDF Transport (voir note 4.1.4.1).

L'endettement financier net des actifs destinés à être cédés est attribuable à EnBW.

38.3.2 Évolution de l'endettement financier net

(en millions d'euros)	2010	2009
Excédent brut d'exploitation	16 623	15 929
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'excédent brut d'exploitation	(1 165)	(2 320)
Frais financiers nets décaissés	(2 197)	(1 367)
Impôt sur le résultat payé	(1 967)	(869)
Autres éléments	152	84
Cash flow opérationnel	11 446	11 457
Variation du besoin en fonds de roulement net ⁽¹⁾	298	(863)
Investissements opérationnels (Capex Bruts) nets des cessions	(12 053)	(11 576)
Éléments non récurrents ⁽²⁾	-	1 224
Free cash flow	(309)	242
Dotation aux actifs dédiés France	(1 343)	(1 902)
Investissements financiers ⁽³⁾	3 613	(12 932)
Dividendes versés	(2 353)	(1 289)
Autres variations	(287)	(696)
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effets de périmètre et de change	(679)	(16 577)
Effet de variation du périmètre ⁽⁴⁾	9 358	577
Effet de la variation de change	(782)	(758)
Autres variations non monétaires	15	(319)
(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies	7 912	(17 077)
(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession	195	(943)
Endettement financier net à l'ouverture	42 496	24 476
ENDETTEMENT FINANCIER NET À LA CLÔTURE	34 389	42 496

(1) La variation du besoin en fonds de roulement net présentée dans l'évolution de l'endettement financier net est différente de la variation du besoin en fonds de roulement présentée dans le tableau de flux de trésorerie consolidé. Elle n'inclut pas le versement de la soulte libératoire pour le démantèlement de La Hague suite à l'accord 2008 EDF - AREVA ((633) millions d'euros en 2010 et (605) millions d'euros en 2009), qui est présenté en « Autres variations ».

(2) Annulation de la décision de la Commission européenne.

(3) Les investissements financiers de l'exercice 2010 concernent principalement l'encaissement du prix de cession des réseaux de distribution d'électricité britanniques pour 3 655 millions d'euros.

(4) L'effet de variation de périmètre intègre une diminution de l'endettement financier net de 6 341 millions d'euros relative au changement de mode de consolidation de RTE EDF Transport et de 2 991 millions d'euros relative à la déconsolidation de la dette des réseaux de distribution d'électricité britanniques.

Note 39 - Gestion des risques financiers

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques de taux, de change et de fluctuation des prix des matières premières. Le Groupe a recours à des instruments dérivés dans diverses stratégies de couverture pour éliminer ou limiter les risques financiers auxquels il est exposé et non à des fins spéculatives.

Dans cette perspective, le Groupe a mis en place une structure dédiée en charge de définir la politique de gestion des risques, les principes de cette gestion et le contrôle de leur bonne application.

Les entités d'EDF et les filiales du Groupe, en particulier EDF Trading, EDF Energy et Edison, ont décliné ces principes pour gérer de manière appropriée les risques issus de leur activité.

Les risques de change, de taux d'intérêt ou de fluctuations des prix des matières premières créent de la volatilité sur les résultats, les capitaux propres ainsi que sur les flux de trésorerie.

Les principaux instruments dérivés utilisés sont le change à terme, les options de change et les swaps de change, les swaps de taux d'intérêt, les cross currency swaps ainsi que les futures, forwards et swaps pour les matières premières.

Le risque actions est principalement localisé dans le portefeuille de couverture des engagements nucléaires et pour une faible part dans les placements long terme de la gestion de trésorerie d'EDF.

En ce qui concerne les marchés de l'énergie, le Groupe effectue des opérations de négoce sur les marchés de gros de l'électricité, du CO₂ et du combustible fossile, principalement au travers de sa filiale EDF Trading. Les transactions spot ou à terme effectuées par EDF Trading sont essentiellement réalisées à travers des instruments tels que des contrats à terme (avec ou sans livraisons physiques), des swaps et des options.

EDF Trading est responsable de la maîtrise de son exposition aux risques marchés énergies et son engagement sur les marchés est toutefois encadré au niveau Groupe par une limite de « *Value at Risk* » (VaR) avec une limite « *stop loss* » (voir Rapport de Gestion – chapitre 1.9.2).

Le risque de crédit est composé du risque d'impayé sur les créances clients et du risque de défaillance des contreparties à leurs obligations contractuelles. À ce titre, le Groupe est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie qui s'appuie sur les principes suivants :

- suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières de prudence avec certaines contreparties) ;
- méthodologie d'attribution de limites en exposition pour chaque contrepartie liée aux marchés financiers ou énergies ;
- consolidation mensuelle des expositions au risque de contrepartie sur les activités de marchés financiers et énergies et consolidation trimestrielle globale sur l'ensemble des activités ;
- mise en place d'une limite en espérance de perte par contrepartie au niveau du Groupe et de chaque entité et contrôle du respect de ces limites par le Comité de Crédit Corporate.

Concernant le risque de défaillance des clients – autre composante du risque de contrepartie – une balance des créances échues et non échues est présentée en note 26 de la présente annexe.

Dans le cas particulier d'EDF Trading, le risque de crédit est partiellement couvert par des accords bilatéraux d'appels de marge et des lettres de crédit.

La description des différents types de risques financiers et de risques marchés de l'énergie ainsi que le cadre de leur gestion et de leur contrôle par le Groupe sont présentés de manière plus détaillée dans le chapitre 1.9 du rapport de gestion.

Les analyses de sensibilité exigées par la norme IFRS 7 sont présentées dans le rapport de gestion :

- Risques de change : chapitre 1.9.1.3 ;
- Risques de taux sur les financements émis et actifs financiers : chapitre 1.9.1.4 ;
- Risques actions sur actifs financiers : chapitre 1.9.1.5.

Les principales informations concernant les actifs et passifs financiers se trouvent détaillées comme suit par thématique :

- Risques de liquidité :
 - Échéancier des dettes : annexe aux comptes note 38.2.2 ;
 - *Covenants* et engagements hors bilan : annexe aux comptes note 38.2.5 ;
 - Engagements hors bilan liés aux investissements : annexe aux comptes note 42.1.4.2 ;
 - Engagements hors bilan : rapport de gestion chapitre 1.11.
- Risques de change :
 - Ventilation des emprunts par taux et devises : annexe aux comptes notes 38.2.3 et 38.2.4.
- Risques actions (rapport de gestion – chapitre 1.9.1.5) :
 - Couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes note 30.3.3 ;
 - Couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes note 31.5 ;
 - Gestion de trésorerie long terme ;
 - Titres de participation directe.
- Risques de taux :
 - Taux d'actualisation sur provisions nucléaires : mode de calcul et sensibilité : annexe aux comptes note 30.3.3.1 ;
 - Taux d'actualisation utilisé pour les avantages du personnel : annexe aux comptes note 31.3 ;
 - Ventilation des emprunts par taux et devises : annexe aux comptes notes 38.2.3 et 38.2.4.
- Traitement au bilan des risques financiers et des risques marchés :
 - Instruments dérivés et comptabilité de couverture : annexe aux comptes note 40 avec un lien assuré avec le tableau de variations des capitaux propres ;
 - Instruments dérivés non comptabilisés en couverture : annexe aux comptes note 41.

Note 40 - Instruments dérivés et comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concerne les dérivés de taux d'intérêt relatifs à la couverture de la dette à long terme, les dérivés de change relatifs à la couverture d'investissements nets à l'étranger et de la dette libellée en devises étrangères, ainsi que les dérivés de change et les dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

La juste valeur des dérivés de couverture enregistrée au bilan se décompose comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2010	31/12/2009
Juste valeur positive des dérivés de couverture	36.1	2 581	2 895
Juste valeur négative des dérivés de couverture	38.1	(1 633)	(3 837)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		948	(942)
Instruments dérivés de couverture de taux	40.4.1	(192)	(124)
Instruments dérivés de couverture de change	40.4.2	797	380
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	40.4.3	365	(1 205)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	40.5	(22)	7

En 2010

<i>(en millions d'euros)</i>	Cours coté	Données observables	Modèle interne	Clôture
Juste valeur positive des dérivés de couverture	-	2 581	-	2 581
Juste valeur négative des dérivés de couverture	(1)	(1 629)	(3)	(1 633)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE	(1)	952	(3)	948

En 2009

<i>(en millions d'euros)</i>	Cours coté	Données observables	Modèle interne	Clôture
Juste valeur positive des dérivés de couverture	4	2 879	12	2 895
Juste valeur négative des dérivés de couverture	(47)	(3 735)	(55)	(3 837)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE	(43)	(856)	(43)	(942)

40.1 ●● Couverture de juste valeur

Le groupe EDF couvre l'exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des swaps de taux d'intérêts fixe/variable et des cross currency swaps. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat. Les couvertures de juste valeur incluent également des instruments de couverture de change sur certains engagements fermes d'achat.

Au 31 décembre 2010, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente un gain de 2 millions d'euros incluse dans le résultat financier (perte de 7 millions d'euros au 31 décembre 2009).

40.2 ●● Couverture de flux de trésorerie

Le groupe EDF applique la couverture de flux de trésorerie notamment pour les cas suivants :

- couverture de la dette à taux variable et pour laquelle les swaps de taux d'intérêts sont utilisés (taux variable/fixe) ;
- couverture du risque de change lié à la dette libellée en devises étrangères (utilisation de cross currency swaps) ;
- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achat et de ventes d'électricité, de gaz, de charbon : des contrats de futures, forwards et swaps sont conclus à cet effet.

Le groupe EDF couvre également le risque de change associé à ses achats de matières premières et de combustible.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré au 31 décembre 2010 est une perte de 3 millions d'euros (gain de 2 millions d'euros au 31 décembre 2009).

40.3 ●● Couverture d'investissement net à l'étranger

La couverture d'investissement net à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères du Groupe.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché. Dans ce dernier cas, le Groupe a ainsi recours à des swaps de change et du change à terme.

40.4 ●● Impact des dérivés de couverture en capitaux propres

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

En 2010

(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Inefficacité	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
Dérivés de :							
- Couverture de taux	(50)	10	(40)	6	-	-	-
- Couverture de change	934	(319)	615	(7)	661	(222)	439
- Couverture d'investissement net à l'étranger	(911)	192	(719)	-	514	(177)	337
- Couverture de matières premières	68	(27)	41	2	(1 471)	457	(1 014)
DÉRIVÉS DE COUVERTURE	41	(144)	(103)	1	(296)	58	(238)

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

(2) + / () : augmentation/diminution du résultat.

Les variations nettes de juste valeur transférées en résultat au titre des couvertures d'investissement net à l'étranger sont relatives à la cession des activités de réseau au Royaume-Uni.

Concernant les matières premières, les variations positives de juste valeur de l'exercice d'un montant de 41 millions d'euros après impôt s'expliquent principalement par :

- (267) millions d'euros sur les contrats de couverture d'électricité ;
- 206 millions d'euros sur les contrats de couverture gaz ;
- 77 millions d'euros sur les contrats de couverture de charbon ;
- 47 millions d'euros sur les contrats de couverture des produits pétroliers ;
- (22) millions d'euros sur les contrats de couverture de droits d'émission CO₂.

Le montant de (1 014) millions d'euros après impôt et transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

- (547) millions d'euros sur les contrats de couverture d'électricité ;
- (300) millions d'euros sur les contrats de couverture de charbon ;

- (125) millions d'euros sur les contrats de couverture de droits d'émission CO₂ ;
- (91) millions d'euros sur les contrats de couverture de gaz ;
- 49 millions d'euros sur les contrats de couverture des produits pétroliers.

En 2009

(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres	Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Inefficacité	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat	Variations nettes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
Dérivés de :							
- Couverture de taux	3	2	5	-	-	-	-
- Couverture de change	(797)	261	(536)	-	(234)	82	(152)
- Couverture d'investissement net à l'étranger	(181)	240	59	-	-	-	-
- Couverture de matières premières	(412)	160	(252)	2	(1 095)	389	(706)
DÉRIVÉS DE COUVERTURE	(1 387)	663	(724)	2	(1 329)	471	(858)

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

(2) + / () : augmentation/diminution du résultat.

Concernant les matières premières, les variations négatives de juste valeur de l'exercice d'un montant de (252) millions d'euros après impôt s'expliquent principalement par :

- (488) millions d'euros sur les contrats de couverture d'électricité ;
- (20) millions d'euros sur les contrats de couverture de charbon ;
- 217 millions d'euros sur les contrats de couverture de produits pétroliers.

Le montant de (706) millions d'euros après impôt et transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

- (734) millions d'euros sur les contrats de couverture d'électricité ;
- 280 millions d'euros sur les contrats de couverture de gaz ;
- (142) millions d'euros sur les contrats de couverture de produits pétroliers.

40.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31/12/2010				Notionnel au 31/12/2009		
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	Juste valeur 31/12/2010	Juste valeur 31/12/2009
Achats de CAP	-	90	8	98	98	-	-
Achats d'options	50	120	-	170	170	(1)	-
Opérations sur taux d'intérêt	50	210	8	268	268	(1)	-
Payeur fixe/receveur variable	432	2 121	1 295	3 848	3 343	(158)	(65)
Payeur variable/receveur fixe	159	1 065	2 060	3 284	2 214	(18)	40
Variable/variable	96	1 968	-	2 064	2 019	22	8
Fixe/fixe	414	4 053	5 819	10 286	9 588	(37)	(107)
Swaps de taux	1 101	9 207	9 174	19 482	17 164	(191)	(124)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	1 151	9 417	9 182	19 750	17 432	(192)	(124)

La juste valeur des cross-currency swaps taux/change ne prend en compte que l'effet taux.

Le notionnel des cross currency swaps est intégré d'une part dans cette note et d'autre part dans la note sur les dérivés de couverture de change (note 40.4.2).

40.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

Au 31 décembre 2010

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2010				Notionnel à livrer au 31/12/2010				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2010
Change à terme	2 453	1 566	23	4 042	2 543	1 560	23	4 126	68
Swaps	13 220	7 762	6 048	27 030	12 450	7 304	5 902	25 656	712
Options	4 877	-	-	4 877	4 845	-	-	4 845	17
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	20 550	9 328	6 071	35 949	19 838	8 864	5 925	34 627	797

Le notionnel des cross currency swaps qui figure dans cette note est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (note 40.4.1).

Au 31 décembre 2009

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2009				Notionnel à livrer au 31/12/2009				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2009
Change à terme	5 431	3 348	-	8 779	5 120	2 969	-	8 089	109
Swaps	10 247	7 898	5 707	23 852	10 199	7 659	5 567	23 425	271
Options	72	-	-	72	74	-	-	74	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	15 750	11 246	5 707	32 703	15 393	10 628	5 567	31 588	380

La juste valeur des cross-currency swaps taux/change ne prend en compte que l'effet change.

40.4.3 Couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2010				31/12/2010	31/12/2009	31/12/2009
		Notionnels nets				Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
		< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans	Total		Total	
Forwards/futures		11	(2)	-	9	19	58	(585)
Électricité	TWh	11	(2)	-	9	19	58	(585)
Swaps		-	-	-	-	-	17	-
Forwards/futures		358	410	-	768	16	1 166	(236)
Gaz	Millions de therms	358	410	-	768	16	1 183	(236)
Swaps		23 446	7 652	-	31 098	187	26 643	93
Forwards/futures		-	-	-	-	-	-	-
Produits pétroliers	Milliers de barils	23 446	7 652	-	31 098	187	26 643	93
Swaps		5	7	-	12	160	19	(333)
Forwards/futures		-	-	-	-	-	-	1
Charbon	Millions de tonnes	5	7	-	12	160	19	(332)
Forwards/futures		4 094	2 373	-	6 467	(24)	12 985	(145)
CO₂	Milliers de tonnes	4 094	2 373	-	6 467	(24)	12 985	(145)
Autres matières premières						7		-
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						365		(1 205)

40.5 ●● Couvertures de juste valeur liées aux matières premières

Les couvertures de juste valeur liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2010	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2009
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Gaz (swaps)	Millions de therms	169	(1)	175	(11)
Charbon et fret	Millions de tonnes	(16)	(21)	(18)	18
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			(22)		7

Note 41 - Instruments dérivés non qualifiés de couverture

La juste valeur des dérivés de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2010	31/12/2009
Juste valeur positive des dérivés de transaction	36.2	4 530	4 662
Juste valeur négative des dérivés de transaction	38.1	(4 002)	(3 610)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		528	1 052
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	41.1	15	27
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	41.2	(62)	(58)
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	41.3	575	1 083

En 2010

(en millions d'euros)	Cours coté	Données observables	Modèle interne	Clôture
Juste valeur positive des dérivés de transaction	6	4 226	298	4 530
Juste valeur négative des dérivés de transaction	(4)	(3 725)	(273)	(4 002)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION	2	501	25	528

En 2009

(en millions d'euros)	Cours coté	Données observables	Modèle interne	Clôture
Juste valeur positive des dérivés de transaction	23	4 419	220	4 662
Juste valeur négative des dérivés de transaction	(11)	(3 423)	(176)	(3 610)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION	12	996	44	1 052

41.1 ●● Dérivés de taux détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de taux (swaps de taux) détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31/12/2010				Notionnel au 31/12/2009	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total		31/12/2010	31/12/2009
Payeur fixe/receveur variable	3 515	1 040	1 515	6 070	4 028	(219)	(161)
Payeur variable/receveur fixe	1 245	1 195	1 415	3 855	4 590	235	188
Variable/variable	-	442	-	442	205	(1)	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	4 760	2 677	2 930	10 367	8 823	15	27

41.2 ●● Dérivés de change détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de change détenus à des fins de transaction se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2010

<i>(en millions d'euros)</i>	Notionnel à recevoir au 31/12/2010				Notionnel à livrer au 31/12/2010				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2010
Change à terme	2 686	551	292	3 529	2 676	553	297	3 526	(27)
Swaps	3 297	129	96	3 522	3 172	125	95	3 392	(35)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	5 983	680	388	7 051	5 848	678	392	6 918	(62)

Au 31 décembre 2009

<i>(en millions d'euros)</i>	Notionnel à recevoir au 31/12/2009				Notionnel à livrer au 31/12/2009				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2009
Change à terme	2 781	794	28	3 603	2 788	766	28	3 582	(17)
Swaps	2 689	220	-	2 909	2 704	238	-	2 942	(41)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	5 470	1 014	28	6 512	5 492	1 004	28	6 524	(58)

41.3 ●● Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture

Les contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2010	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2009
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		(3)	548	(2)	651
Options		14	369	18	159
Forwards/futures		(22)	(460)	(27)	(539)
Électricité	TWh	(11)	457	(11)	271
Swaps		10	(24)	17	(33)
Options		110 858	23	89 172	24
Forwards/futures		(152)	(140)	837	113
Gaz	Millions de therms	110 716	(141)	90 026	104
Swaps		(7 431)	(8)	(8 653)	52
Options		1 283	-	(3 156)	1
Forwards/futures		199	8	1 585	(21)
Produits pétroliers	Milliers de barils	(5 949)	-	(10 224)	32
Swaps		(48)	(1 135)	(53)	(75)
Forwards/futures		83	1 352	104	328
Fret		15	(41)	19	(8)
Charbon et fret	Millions de tonnes	50	176	70	245
Swaps		(1 575)	(7)	(303)	(14)
Options		4 270	(2)	-	-
Forwards/futures		11 702	81	13 069	531
CO₂	Milliers de tonnes	14 397	72	12 766	517
Swaps			8		(91)
Autres matières premières			8		(91)
Dérivés incorporés de matières			3		5
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			575		1 083

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

AUTRES INFORMATIONS

Note 42 - Engagements hors bilan

Au 31 décembre 2010, les engagements hors bilan relatifs à EnBW (secteur d'activité en cours de cession) et à RTE EDF Transport (société mise en équivalence) ne sont pas pris en compte.

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2010.

Engagements donnés

	Notes	31/12/2010	Échéances à moins d'un an	Échéances de un à cinq ans	Échéances à plus de cinq ans	31/12/2009
<i>(en millions d'euros)</i>						
Engagements d'achats fermes et irrévocables	42.1.1	39 596	6 370	14 223	19 003	51 578
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	42.1.2	17 269	8 179	6 857	2 233	20 124
Engagements de location simple en tant que preneur	42.1.3	1 791	378	992	421	2 461
Engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs	42.1.4	3 189	772	2 411	6	4 738
Engagements donnés liés au financement	42.1.5	4 990	364	1 128	3 498	3 331
TOTAL DES OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET ENGAGEMENTS DONNÉS		66 835	16 063	25 611	25 161	82 232

Engagements reçus

	Notes	31/12/2010	Échéances à moins d'un an	Échéances de un à cinq ans	Échéances à plus de cinq ans	31/12/2009
<i>(en millions d'euros)</i>						
Engagements reçus liés à l'exploitation	42.2.1	3 990	3 388	518	84	6 208
Engagements de location simple en tant que bailleur	42.2.3	1 473	258	809	406	1 553
Engagements reçus liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs	42.2.4	4 500	4 500	-	-	58
Engagements reçus liés au financement	42.2.5	689	635	36	18	184
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS ⁽¹⁾		10 652	8 781	1 363	508	8 003

(1) Hors engagements de livraison d'électricité détaillés en note 42.2.2 et hors ligne de crédit en note 38.2.5.

42.1 ●● Engagements donnés

42.1.1 Engagements d'achats fermes et irrévocables

Le Groupe a souscrit dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achat d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Dans la quasi-totalité des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer les quantités déterminées dans ces contrats.

EDF a également passé avec un certain nombre de producteurs d'électricité des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Au 31 décembre 2010, l'échéancier des engagements d'achats fermes et irrévocables, se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2010				31/12/2009
		Échéances				Total
		< 1 an	1 - 5 ans	5 - 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité	8 182	2 072	2 697	1 166	2 247	16 010
Achats de gaz ⁽¹⁾	10 609	1 602	4 615	3 169	1 223	10 488
Achats d'autres énergies et de matières premières	2 239	765	1 086	361	27	4 020
Achats de combustible nucléaire	18 566	1 931	5 825	5 686	5 124	21 060
ENGAGEMENTS D'ACHATS FERMES ET IRRÉVOCABLES	39 596	6 370	14 223	10 382	8 621	51 578

(1) Hors Edison (voir note 42.1.1.2).

Les évolutions résultent principalement des variations du périmètre de consolidation ainsi que de la baisse des prix de marché observée durant l'exercice.

42.1.1.1 Achats d'électricité

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement d'EDF, essentiellement portés par le Système Énergétique Insulaire (SEI) qui s'est engagé à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon, d'ERDF et EDF Energy.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénérations ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes, petite hydraulique...). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) *via* la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE). Ces obligations d'achat compensées à hauteur de la CSPE s'élèvent à 31 TWh pour l'exercice 2010 (28 TWh pour l'exercice 2009), dont 13 TWh au titre de la cogénération (13 TWh pour 2009), 9 TWh au titre de l'éolien (8 TWh pour 2009) et 4 TWh au titre de l'hydraulique.

La variation de l'exercice résulte à hauteur de 6,8 milliards d'euros de la cession en cours d'EnBW et de la consolidation par mise en équivalence de RTE EDF Transport.

42.1.1.2 Achats de gaz

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par EDF, dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz.

En ce qui concerne Edison, des contrats d'importation de gaz naturel sous forme de contrats « *take or pay* » ont été mis en place pour une capacité totale à terme de 18 milliards de mètres cubes par an lorsque tous les contrats seront opérationnels. Les contrats déjà opérationnels concernent les importations de Russie, de Libye, d'Algérie, du Qatar et de Norvège pour une fourniture totale de 15,8 milliards de mètres cubes par an. En outre, un contrat d'un volume de 2 milliards de mètres cubes par an en provenance d'Algérie entrera en vigueur au cours des prochains exercices.

Par ailleurs, le contrat avec Terminale GNL Adriatico, unité de liquéfaction de gaz mise en service en octobre 2009 et dans laquelle Edison détient une participation de 10 %, prévoit les conditions suivantes :

- le maintien de la participation d'Edison au plus tard jusqu'au 1^{er} juillet 2011 ;
- le droit des co-actionnaires de racheter la participation de 10 % d'Edison en cas de rupture du contrat d'approvisionnement avec Rasgas du fait d'Edison à un prix correspondant à la somme des contributions en capital effectuées à la date d'exercice de l'option d'achat ;
- Edison bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal pour une durée de 25 ans.

Le Groupe est partenaire de projets de production indépendante (IPP) adossés à des PPA (*power purchase agreement*). Les engagements d'achats de gaz sont pour la plupart liés à ces centrales électriques IPP et sont adossés à des contrats d'achat d'électricité reçus. Ces contrats incluent des clauses dites de « *pass-through* » qui permettent de répercuter aux clients la quasi-totalité de la variabilité du coût des sources d'approvisionnement.

42.1.1.3 Achats d'autres énergies et matières premières

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de charbon et de fioul utilisés pour le fonctionnement des centrales thermiques.

La variation de l'exercice résulte principalement de la cession en cours d'EnBW.

42.1.1.4 Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins du groupe EDF en combustible et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

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

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. Par ailleurs, le Groupe a donné des engagements solidaires à des tiers. Au 31 décembre 2010, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2010				31/12/2009
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission	801	344	422	35	1 297
Engagements sur commandes d'exploitation ⁽¹⁾	3 992	2 050	1 475	467	4 562
Engagements sur commandes d'immobilisations	9 282	4 742	3 872	668	10 406
Autres engagements liés à l'exploitation	3 194	1 043	1 088	1 063	3 859
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION	17 269	8 179	6 857	2 233	20 124

(1) Hors matières premières et énergie.

Au 31 décembre 2010, les garanties de bonne exécution, de bonne fin et de soumission concernent principalement les garanties données par EDF Énergies Nouvelles liées aux projets de développement, Dalkia International et EDF.

Les engagements fermes de commandes d'exploitation hors achats de matières premières et d'énergie ainsi que les engagements d'achats d'immobilisations corporelles s'élèvent à 13 274 millions d'euros (contre 14 968 millions d'euros au 31 décembre 2009).

Ils concernent essentiellement :

- EDF et ERDF pour 8 338 millions d'euros (7 326 millions d'euros au 31 décembre 2009) ; il s'agit pour 5 638 millions d'euros d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations (4 666 millions d'euros au 31 décembre 2009) dont 1 471 millions d'euros liés à la construction de la centrale de type EPR (*European Pressurized Reactor*) sur le site de Flamanville (1 107 millions d'euros en 2009) ;
- EDF Énergies Nouvelles (EEN) pour 1 875 millions d'euros (2 404 millions d'euros au 31 décembre 2009) ;
- EDF Energy pour 1 110 millions d'euros (1 425 millions d'euros au 31 décembre 2009) du fait d'engagements liés à la construction d'une centrale à cycle combiné gaz ;
- les productions électriques insulaires pour 911 millions d'euros du fait d'engagements liés principalement à la construction de centrales (1 161 millions d'euros en 2009).

La variation de l'exercice résulte à hauteur de 1,8 milliard d'euros de la cession en cours d'EnBW et de la consolidation par mise en équivalence de RTE EDF Transport.

Les autres engagements donnés liés à l'exploitation concernent principalement :

- Edison à hauteur de 766 millions d'euros (736 millions d'euros en 2009) ;
- CENG à hauteur de 363 millions d'euros donnés à ses filiales relatifs à des garanties de paiement de primes d'assurance responsabilité civile pour exploitation nucléaire.

L'impact de la cession en cours d'EnBW sur les autres engagements liés à l'exploitation est une diminution de 1 250 millions d'euros.

42.1.3 Obligations et engagements en matière de location simple

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location simple non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Ils portent principalement sur EDF, EDF Energy, ERDF et EDF Trading.

42.1.4 Engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs

Au 31 décembre 2010, les éléments constitutifs des engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2010			31/12/2009
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Engagements d'acquisition de titres	2 457	126	2 330	1	4 505
Autres engagements donnés liés aux investissements	732	646	81	5	233
TOTAL DES ENGAGEMENTS LIÉS AUX ACQUISITIONS DE TITRES DE PARTICIPATIONS ET D'ACTIFS	3 189	772	2 411	6	4 738

42.1.4.1 Engagements d'acquisition de titres et d'actifs

Les engagements dénoués au cours de l'exercice 2010 concernent principalement le renoncement de CEG à l'option de vente à EDF à hauteur de 2 milliards de dollars maximum (1,4 milliard d'euros) de certains actifs de production non nucléaire, dans le cadre de l'accord du 3 novembre 2010 entre EDF et CEG (voir note 4.2.2).

Les engagements résiduels concernent principalement les opérations suivantes :

- Engagement consenti à OEW par EDF International relatif à EnBW en vertu du pacte d'actionnaires conclu le 26 juillet 2000 :

OEW, qui détient conjointement avec EDF le contrôle d'EnBW, dispose d'une option de vente sur EDF, de tout ou partie de ses actions assujetties (soit 25 % du capital d'EnBW), exerçable à tout moment jusqu'au 31 décembre 2011 au prix de 37,14 euros par action. Dans le cadre de la cession en cours, OEW a accepté d'abandonner son droit d'exercice à la date de transfert effectif des titres d'EnBW (prévue pour 2011). Le montant de cette option reste inscrit par le groupe EDF au titre de ses engagements hors bilan pour l'exercice 2010 pour 2 322 millions d'euros.

- Engagements pris par EDEV relatifs à EDF Énergies Nouvelles (EDF EN) : Dans le cadre de l'admission des titres de la société EDF EN sur le marché réglementé, intervenue le 28 novembre 2006, un pacte d'actionnaires et une convention concernant la société EDF EN ont été conclus le 17 juillet 2006 entre d'une part, la société EDF et la société EDEV (ci-après désignées ensemble le « groupe EDF ») et d'autre part, M. Pâris Mouratoglou et la société de droit luxembourgeois SIIF – Société Internationale d'Investissements Financiers (ci-après désignés ensemble le « groupe Mouratoglou »). Cette convention a été complétée par un avenant en date du 10 novembre 2006.

Dans le cadre de ces accords, les engagements restant pris par le groupe EDF et le groupe Mouratoglou applicables au 31 décembre 2010 sont les suivants :

- Engagement de liquidité

Le groupe EDF et le groupe Mouratoglou s'interdisent de procéder à des acquisitions d'actions ayant pour effet de réduire la part du public dans le capital de la société EDF EN à moins de 95 % de cette part. Cet engagement souscrit par le groupe EDF expirerait dans l'hypothèse où le groupe Mouratoglou viendrait à détenir moins de 10 % du capital de la société EDF EN.

- Droit de préférence

En cas de projet de transfert d'actions détenues par le groupe Mouratoglou, le groupe EDF bénéficiera d'un droit de préférence pour acquérir lesdites actions, qui s'exercera à des modalités de détermination

du prix différenciées selon que le transfert d'actions envisagé serait effectué au profit d'établissements financiers ou d'autres tiers.

À défaut d'exercice du droit de préférence du groupe EDF, le groupe Mouratoglou pourra procéder à la cession projetée.

Ce droit de préférence ne s'appliquera pas dans le cas de certaines situations définies contractuellement.

- Dispositions concernant la participation du groupe Mouratoglou
Si la participation du groupe Mouratoglou devenait inférieure à 10 % du capital de la société EDF Énergies Nouvelles, EDEV consentirait au groupe Mouratoglou, pour un délai de trois mois à compter du franchissement à la baisse du seuil de 10 %, une option de vente portant sur l'intégralité de la participation résiduelle du groupe Mouratoglou dans la société EDF EN, à un prix par action égal à la moyenne pondérée par les volumes des cours de clôture de l'action de la société au cours des 60 jours de bourse précédant la notification de l'exercice de cette option, sans que ce prix puisse être supérieur de plus de 10 % au dernier cours de clôture de l'action précédant ladite notification.
Sous réserve de l'absence d'exercice de l'option de vente par le groupe Mouratoglou, EDEV disposera alors d'une option d'achat portant sur la totalité des actions détenues par le groupe Mouratoglou pour un délai de trois mois à compter de la fin de la période d'exercice de l'option de vente susvisée, à un prix par action défini de façon identique à celui de l'option de vente, sans que ce prix puisse être inférieur de plus de 10 % au dernier cours de clôture de l'action précédant la notification.
Ces deux options expireront de plein droit le 31 décembre 2015.

- Accord avec Veolia Environnement :

Veolia Environnement a accordé à EDF une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où un concurrent d'EDF viendrait à prendre le contrôle de Veolia Environnement. De même, EDF a accordé à Veolia Environnement une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où le statut d'EDF serait modifié et où un concurrent de Veolia Environnement, agissant seul ou de concert, viendrait à prendre le contrôle d'EDF. À défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.

- Engagement consenti à Centrica par EDF Energy

Centrica est entré dans la société de projet ayant pour objet la construction de quatre EPR au Royaume-Uni, à hauteur de 20 % du capital, EDF Energy détenant les 80 % restants.

Centrica dispose d'une option de vente sur EDF de ses titres détenus. Cette option peut être déclenchée sur des critères liés au budget de pré-développement ou juste avant la décision finale d'investissement du premier EPR.

Au stade actuel du projet, la valeur de cette option ne représente pas un engagement significatif pour le Groupe.

- Dans le cadre de la création de la société EDF Investissements Groupe, la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) a conclu avec la société NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) des promesses unilatérales d'achat et de vente d'actions relatives aux participations détenues respectivement par NBI et C3. Ainsi, NBI donne la possibilité à tout moment à C3 d'une part de racheter jusqu'en 2030 la participation de NBI sur la base de la valeur d'actif net de la société, d'autre part de

vendre à NBI la totalité de sa participation sur la base de la valeur d'actif net de la société, pendant les 5 ans qui suivent la création de la société.

42.1.4.2 Autres engagements liés aux investissements

Il s'agit principalement de garanties d'investissement données par EDF Trading (655 millions d'euros).

42.1.5 Engagements donnés liés au financement

Les éléments constitutifs des garanties sur emprunts du Groupe au 31 décembre 2010 sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Total	31/12/2010			31/12/2009
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Sûretés réelles d'actifs	4 633	240	1 055	3 338	2 767
Garanties sur emprunts	197	40	14	143	323
Autres engagements liés au financement	160	84	59	17	241
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AU FINANCEMENT	4 990	364	1 128	3 498	3 331

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des actifs corporels sous forme de nantissements ou d'hypothèques et des titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels. Ainsi, la valeur nette comptable des actifs courants et non courants donnés en garantie s'élève à 4 633 millions d'euros au 31 décembre 2010 (2 767 millions d'euros en 2009), soit en augmentation de 1 866 millions d'euros.

Cette augmentation concerne EDF Énergies Nouvelles et s'explique principalement par la révision de la méthode d'évaluation des nantissements en 2010. Désormais, lorsque les titres d'une société consolidée sont nantis, le montant porté en engagement hors bilan correspond à la valeur nette comptable de l'actif sous-jacent. En effet, les titres étant éliminés du bilan consolidé, les immobilisations détenues par l'entité dont les titres sont nantis s'y substituent.

Les garanties sur emprunts ont été données principalement par EDF.

42.2 ●● Engagements reçus

42.2.1 Engagements reçus liés à l'exploitation

Les engagements reçus au 31 décembre 2010 concernent principalement EDF. Il s'agit notamment d'engagements reçus de compagnies d'assurances pour couvrir les risques liés à la construction de la centrale de type EPR pour 2 868 millions d'euros au 31 décembre 2010.

La variation de l'exercice résulte principalement de la mise en équivalence de RTE EDF Transport.

Le montant relatif à l'exercice 2009 est retraité dans la mesure où les engagements réciproques d'EDF Énergies Nouvelles ne sont plus présentés à la fois en engagement donné et en engagement reçu. Ce changement se traduit en 2009 par une réduction de 2 957 millions d'euros des engagements reçus liés à l'exploitation.

42.2.2 Engagements de livraison d'électricité

Un ensemble de contrats à long terme a été passé avec un certain nombre d'électriciens européens au terme desquels EDF s'est engagé à livrer de l'électricité. Ces contrats sont de deux types :

- des contrats de co-financement de centrales nucléaires, portant selon les cas sur une centrale particulière ou un parc de production défini. Les entreprises ayant participé à ces financements ont un droit à l'énergie produite des centrales concernées au prorata de leur participation au financement initial ;
- des contrats commerciaux de vente à long terme adossés le plus souvent sur le parc de production nucléaire.

La principale variation observée sur 2010 est liée à l'accord relatif à la première tranche de fourniture d'électricité entre le groupe EDF et Exeltium finalisé au cours du premier semestre 2010 (voir note 4.4.2). Dans ce cadre, EDF s'est engagé à livrer environ 150 TWh sur une durée de 24 ans à compter du 1^{er} mai 2010.

Par ailleurs, lors de la prise de participation dans EnBW en 2001, EDF s'est engagé auprès de la Commission européenne à mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production, pour une durée estimée initialement à cinq ans, soit en principe jusqu'au 7 février 2006. Cet engagement était destiné à favoriser l'accès de concurrents au marché français en palliant pendant quelques années les difficultés d'approvisionnement existant sur un marché français alors naissant. EDF a la possibilité depuis février 2006 de déposer une demande argumentée de sortie du processus d'enchères. À ce jour, EDF a décidé de ne pas faire ce choix. Après des discussions avec la Commission européenne et sur proposition d'EDF, la Commission a autorisé, en septembre 2006, un certain nombre d'aménagements au processus d'enchères, notamment l'introduction d'un produit de base d'une durée de 4 ans, mis en vente depuis septembre 2006, sans modification du volume d'énergie annuel mis à disposition par EDF.

En 2010, près de 39 TWh (38 TWh en 2009) ont ainsi été mis à disposition du marché. Les enchères se poursuivent à ce jour à un rythme trimestriel.

De même, le 22 décembre 2008, la Commission européenne a autorisé l'acquisition par Lake Acquisitions Ltd de British Energy notamment sous la condition de la mise sur le marché des volumes d'électricité compris entre 5 et 10 TWh sur la période 2012-2015. Dans le cadre des accords conclus en mai 2009 entre EDF et Centrica, EDF fournira également à Centrica 18 TWh d'électricité supplémentaires aux prix du marché sur une période de 5 ans à partir de 2011 (voir note 5.2).

Enfin, suite au contentieux qui a opposé EDF et Direct Énergie, le Conseil de la concurrence, par sa décision en date du 10 décembre 2007, a accepté et rendu obligatoires les engagements proposés par EDF, de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs d'énergie une capacité significative d'électricité de 1 500 MW, soit environ 10 TWh par an pendant 15 ans, à des niveaux de prix leur permettant de concurrencer effectivement les offres d'EDF sur le marché libre de masse.

EDF a proposé pour une première période de 5 ans, de 2008 à 2012, un prix moyen de fourniture en euros courants fixé à 42 euros/MWh pour 2010 (39,4 euros/MWh pour 2009) et qui augmentera progressivement pour atteindre 47,2 euros/MWh en 2012. Concernant la deuxième période de dix ans, le prix a été fixé de manière à couvrir les coûts de développement par EDF de l'EPR à Flamanville.

Dans ce contexte, EDF a procédé le 12 mars 2008, le 19 novembre 2008 et le 18 novembre 2009 à trois appels d'offres portant sur des contrats d'approvisionnement en électricité de base de 500 MW chacun pour une durée pouvant aller jusqu'à 15 ans. À l'issue de ces trois appels d'offres, les 1 500 MW proposés ont été souscrits.

42.2.3 Engagements reçus en matière de location simple

Le Groupe est engagé au titre d'accords qu'il a qualifiés de location simple en vertu de l'interprétation IFRIC 4. Ces engagements constituent l'essentiel des engagements de location simple en tant que bailleur. Ils portent principalement sur les IPP asiatiques, et sur le contrat de tolling signé en 2009 par EDF Energy sur la centrale de Sutton Bridge.

42.2.4 Engagements reçus liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs

Dans le cadre du projet de cession de sa filiale EnBW, le Groupe a reçu un engagement d'acquisition de titres du Land du Bade Wurtemberg pour un montant de 4,5 milliards d'euros (après réception d'un acompte de 169 millions d'euros sur l'exercice 2010).

42.2.5 Engagements reçus liés au financement

Les engagements reçus liés au financement concernent principalement EDF et EDF Énergies Nouvelles.

Note 43 - Passifs éventuels

43.1 ●● Contrôles fiscaux

Les sociétés du Groupe font régulièrement l'objet de contrôles fiscaux.

Ainsi, au cours des années 2009 et 2010, EDF a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2004 à 2008. En fin d'année 2009, une proposition de rectification a été adressée à EDF sur la période 2004-2006. EDF conteste la majeure partie de la proposition de rectification notifiée.

De même, RTE EDF Transport et ERDF ont fait l'objet de contrôles fiscaux relatifs respectivement aux années 2008-2009 et 2007-2008. RTE EDF Transport conteste la majeure partie de la proposition de rectification notifiée. Pour ERDF, les contrôles se poursuivent pour l'année 2008, l'année 2007 étant prescrite.

Parmi les sujets de discussion figure la question de la déductibilité fiscale de la provision pour rentes Accidents du Travail/Maladies Professionnelles.

43.2 ●● Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le calcul et la mise en œuvre du temps de repos. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat et sa situation

financière. Toutefois, s'agissant de situations qui sont susceptibles de concerner un grand nombre de salariés d'EDF en France, ces litiges pourraient présenter un risque systémique et avoir un effet négatif significatif sur les résultats du Groupe.

43.3 ●● Edipower

La procédure suit son cours dans le procès intenté par ACEA (Régie de Rome) devant la cour de Rome à l'encontre de plusieurs parties, incluant notamment AEM Spa (maintenant A2A Spa), EDF, Edipower Spa et Edison Spa. ACEA prétend que le pourcentage de participation détenu conjointement par EDF et AEM dans Edison, constitue une violation du plafond de 30 % de détention par des entreprises publiques dans Edipower, tel que défini par le décret de privatisation du 8 novembre 2000. Selon ACEA, ce dépassement constituerait un cas de concurrence déloyale pouvant avoir un impact négatif sur la concurrence sur le marché de l'énergie, et nuirait à ACEA. En conséquence, ACEA demande réparation et également que des mesures soient prises pour faire cesser cette situation, comme par exemple, le désinvestissement des participations en deçà du

seuil mentionné ci-dessus et l'interdiction de recevoir de l'énergie produite par Edipower au-delà des quantités autorisées. En janvier 2007, Endesa Italia s'est jointe à la procédure d'ACEA. L'audience sur le fond prévue en juin 2008 a fait l'objet de reports successifs jusqu'au 24 mars 2011.

En décembre 2010, Endesa Italia, devenue E.ON Italia, et EDF ont signé un accord de désistement par lequel E.ON Italia s'engage à renoncer à l'instance ainsi qu'à toute autre demande à l'encontre d'EDF en relation avec la prise de participation indirecte d'EDF dans Edipower. Cet accord sera présenté au juge lors de l'audience prévue le 24 mars 2011.

Note 44 - Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2010 Total	31/12/2009 Total
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	18 145	1 265
PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	12 874	411

Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente au 31 décembre 2010 sont principalement liés à la cession en cours d'EnBW (17 857 millions d'euros d'actifs et 12 862 millions d'euros de passifs).

Les cessions réalisées sur l'exercice 2010 concernent des actifs et passifs relatifs à Eggborough, GESO et une filiale en République tchèque de Dalkia International.

EnBW

En application d'IFRS 5, les éléments du compte de résultat d'EnBW sont présentés sur une ligne dédiée « Résultat net des activités en cours de cession » pour les exercices 2009 et 2010.

Les principaux indicateurs de résultat d'EnBW sur ces exercices sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Chiffre d'affaires	7 316	7 166
Excédent brut d'exploitation	1 246	1 193
Résultat d'exploitation	755	796
Résultat financier	(284)	(321)
Résultat net	380	311

En application d'IFRS 5, les actifs et passifs d'EnBW sont présentés au 31 décembre 2010 en actifs et passifs détenus en vue de leur vente. Le bilan simplifié d'EnBW (en quote-part EDF) à cette date se présente comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2010
Actifs	
Goodwill et autres actifs incorporels	2 143
Immobilisations de production	6 704
Participations dans les entreprises associées	1 653
Impôts différés	24
Stocks	316
Clients et comptes rattachés	1 671
Autres débiteurs	556
Actifs financiers	4 047
Trésorerie et équivalents de trésorerie	738
Actifs détenus en vue de la vente	5
TOTAL DES ACTIFS	17 857
Capitaux propres et passifs	
Capitaux propres – part du Groupe	4 476
Capitaux propres – Intérêts minoritaires	519
Provisions nucléaires	2 679
Provisions pour avantages du personnel	1 972
Autres provisions	514
Impôts différés	1 056
Fournisseurs et comptes rattachés	1 417
Autres créditeurs	1 190
Passifs financiers	4 034
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DES PASSIFS	17 857

Par ailleurs, EnBW contribue à l'endettement financier net du Groupe à hauteur de 2 591 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Note 45 - Contribution des coentreprises

La part des coentreprises figurant aux bilans et comptes de résultat consolidés s'analyse comme suit :

Au 31 décembre 2010 ⁽¹⁾

(en millions d'euros)	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
Edison	48,96 %	1 921	6 713	2 055	2 159	5 175	693
CENG	49,99 %	453	5 215	286	1 611	597	236
Autres		2 103	6 101	1 818	1 354	2 990	486
TOTAL		4 477	18 029	4 159	5 124	8 762	1 415

(1) En application d'IFRS 5, les données relatives à EnBW ne sont pas intégrées à ce niveau.

Au 31 décembre 2009 ⁽¹⁾

(en millions d'euros)	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
EnBW	46,07 %	4 145	12 475	3 490	8 825	-	-
Edison	48,96 %	1 673	6 942	1 624	2 515	4 382	707
CENG	49,99 %	404	4 861	627	1 084	80	34
Autres		2 260	6 222	1 903	1 330	2 699	387
TOTAL		8 482	30 500	7 644	13 754	7 161	1 128

(1) En application d'IFRS 5, les données relatives aux éléments du compte de résultat d'EnBW ne sont pas intégrées à ce niveau.

La rubrique « Autres » comprend essentiellement Dalkia et EDF Investissements Groupe.

Note 46 - Actifs dédiés d'EDF

46.1 ●● Réglementation

La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'accompagnement prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la couverture des provisions relatives aux charges de démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (combustible usé et provenant du démantèlement). Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

L'objectif initial visé par ces textes était de constituer et de maintenir dès le 29 juin 2011 la totalité de la couverture du coût actualisé des obligations nucléaires de long terme. La loi NOME votée en 2010 a instauré un report de cinq ans de l'échéance de constitution des actifs dédiés.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE EDF Transport éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. Les conditions réglementaires étant remplies et après accord de l'autorité administrative, l'affectation aux actifs dédiés de 50 % de la participation d'EDF dans RTE EDF Transport a été réalisée le 31 décembre 2010.

46.2 ●● Composition et évaluation des actifs dédiés

Les actifs dédiés d'EDF sont constitués de placements diversifiés obligataires et d'actions et, depuis le 31 décembre 2010, de 50 % des titres RTE EDF Transport. Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

46.2.1 Placements diversifiés obligataires et actions

Une partie de ces placements constitués d'obligations gouvernementales est actuellement détenue et gérée directement par EDF.

L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion françaises ou étrangères sélectionnées sur dossier ou sur appel d'offres. Elle couvre différents segments de marchés obligataires ou d'actions sur lesquels EDF recherche la plus large diversification possible. Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts, soit historiquement et en nombre limité de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ces actifs dédiés sont organisés et gérés suivant une approche indiciaire conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique qui vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend notamment en compte dans sa détermination d'une part, les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir un indicateur global de référence composite et d'autre part, le maintien des investissements jusqu'aux échéances de décaissements.

Il en résulte sur le plan comptable une logique d'appréciation du portefeuille dans sa globalité, en faisant masse des fonds qui le composent, sur la base des flux de trésorerie générés par le portefeuille considéré comme un groupe d'actifs financiers. La cohérence est ainsi assurée avec les spécificités du portefeuille d'actifs dédiés, en particulier l'adossement légal au passif et l'horizon éloigné de décaissements significatifs – la première échéance

notable n'arrivant qu'en 2021 pour se poursuivre jusqu'en 2117 pour le parc actuel en exploitation.

En date de clôture, ces actifs dédiés sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente et le Groupe a tenu compte des caractéristiques financières spécifiques de ce portefeuille d'actifs dédiés pour exercer son jugement et déterminer si des indicateurs de dépréciation adaptés à la structure même de ce portefeuille, devaient être pris en considération.

Compte tenu de ces éléments, l'entreprise retient une durée de cinq ans comme critère de durée conduisant à constater une perte prolongée par rapport à la valeur historique. Cette durée correspond à la fourchette basse des estimations statistiques relatives aux marchés boursiers. Par ailleurs, et à partir des observations statistiques du modèle de gestion actif/passif utilisé sur ce portefeuille, l'entreprise juge que le caractère important de la perte de valeur des actifs dédiés s'apprécie à partir d'une perte de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille.

Parallèlement à ces critères généraux de dépréciation, l'entreprise, dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, exerce son jugement au travers de règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds à partir notamment de processus d'audit).

46.2.2 Titres RTE EDF Transport

L'affectation des titres RTE EDF Transport a permis au Groupe de diversifier son portefeuille d'actifs dédiés et d'en réduire la volatilité : les actifs d'infrastructure tels que RTE EDF Transport présentent en effet une rentabilité prévisible et faiblement corrélée aux autres catégories d'actifs financiers comme les actions et les obligations.

La valeur des titres RTE EDF Transport affectée aux actifs dédiés est de 2 324 millions d'euros au 31 décembre 2010. Cette valeur correspond à la valeur nette consolidée de 50 % de la participation du Groupe dans RTE EDF Transport, présentée au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées.

46.3 ●● Valorisation du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF

Les actifs dédiés figurent dans les comptes consolidés d'EDF pour les montants suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	Présentation au bilan	31/12/2010	31/12/2009
Titres		256	234
OPCVM et FCP		6 502	4 664
Autres placements financiers		62	34
Actions		6 820	4 932
Titres		741	700
OPCVM et FCP		5 944	5 804
Titres de dettes		6 685	6 504
Placements diversifiés obligataires et actions	Actifs financiers disponibles à la vente	13 505	11 436
RTE EDF Transport (50 % de la participation détenue par le Groupe)	Participations dans les entreprises associées	2 324	-
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS		15 829	11 436

46.4 ●● Évolutions du portefeuille d'actifs dédiés sur l'exercice 2010

Outre l'affectation de 50 % des titres RTE EDF Transport, la dotation de trésorerie aux actifs dédiés de l'exercice 2010 s'élève à 1 343 millions d'euros (1 902 millions d'euros en 2009).

Des retraits pour un montant de 362 millions d'euros ont été effectués pour couvrir la trésorerie d'EDF à hauteur des reprises de provisions pour décaissement au titre des obligations concernées (302 millions d'euros en 2009).

L'appréciation par le Groupe de la valeur du portefeuille d'actifs dédiés n'a pas conduit le Groupe à comptabiliser de perte de valeur au 31 décembre 2010.

Sur l'année 2010, des plus- ou moins-values nettes de cession et de reprise de pertes de valeur ont été comptabilisées pour (2) millions d'euros.

Au 31 décembre 2010, la différence entre la juste valeur et le prix de revient des placements diversifiés obligataires et actions comptabilisée en capitaux propres est positive de 744 millions d'euros avant impôt.

46.5 ●● Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme à couvrir

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

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 508	6 344
Provision pour déconstruction des centrales nucléaires	11 031	10 708
Provision pour dernier cœur – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	371	355
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME À COUVRIR	17 910	17 407

Note 47 - Parties liées

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Sociétés consolidées par intégration proportionnelle		Entreprises associées		État ou participations de l'État		Total Groupe	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Chiffre d'affaires	10	26	100	111	1 173	1 211	1 283	1 348
Achats d'énergie	98	96	536	624	1 822	1 942	2 456	2 662
Achats externes	-	-	35	-	985	838	1 020	838
Actifs financiers	40	122	-	-	235	183	275	305
Autres actifs	67	140	1 463	252	541	382	2 071	774
Passifs financiers	134	149	1 914	-	-	-	2 048	149
Autres passifs	130	327	852	16	1 483	2 389	2 465	2 732

Les variations observées au 31 décembre 2010 sur les actifs et passifs relatifs aux entreprises associées sont principalement liées à la mise en équivalence de RTE EDF Transport.

47.1 ●● Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation

Les transactions avec RTE EDF Transport (entreprise associée au 31 décembre 2010) sont présentées en note 24.1.

Les autres transactions avec les sociétés en intégration proportionnelle et les entreprises associées sont constituées de ventes et d'achats d'énergie.

47.2 ●● Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

47.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,5 % du capital d'EDF au 31 décembre 2010. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe, conclu entre l'État et le Groupe le 27 juillet 2001, impose des procédures d'agrément préalable et d'information, préalable ou non, de l'État pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par le Groupe. Cet accord a par ailleurs mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

Le Contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat mais

imposant simplement qu'un bilan triennal soit élaboré. Au cours de l'année 2008, le premier bilan a été adressé à l'État.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le Ministre chargé de l'Énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz, notamment pour les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production, la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution ainsi que du montant de la Contribution aux charges de Service Public de l'Électricité.

47.2.2 Relations avec GDF Suez

Depuis les filialisations des activités de gestionnaires de réseaux de distribution, par la création de ERDF, filiale de EDF, au 1^{er} janvier 2007 pour la distribution d'électricité, et de GRDF, filiale de GDF Suez, au 1^{er} janvier 2008, pour la distribution de gaz, la convention définissant les relations entre ERDF et GRDF, vis-à-vis de l'opérateur commun, a été mise en œuvre

dans la suite de la convention existant antérieurement entre EDF et GDF Suez.

L'opérateur commun assure la gestion du service public de proximité que constituent la distribution d'énergies et notamment la construction, l'exploitation et la maintenance des réseaux ainsi que le comptage.

Par ailleurs, EDF et GDF Suez disposent de deux autres services communs, également régis par des conventions :

- la délégation Santé Sécurité ;
- la Direction Informatique et Télécommunications (DIT), en charge de certains systèmes d'information.

47.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Le Groupe réalise des transactions courantes avec les entreprises du secteur public, qui concernent essentiellement la fourniture d'électricité, ainsi que la facturation de l'accès au réseau de transport.

Les transactions auprès d'AREVA portent sur l'achat d'uranium, l'enrichissement d'uranium, l'achat de combustible nucléaire, les opérations

de maintenance de centrales et l'achat d'équipement ainsi que les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé.

EDF et AREVA ont signé le 19 décembre 2008 un accord-cadre portant sur les contrats de gestion du combustible usé pour la période post-2007. En application de cet accord, EDF et AREVA ont signé le 12 juillet 2010 deux contrats : « L'Accord Traitement – Recyclage EDF-AREVA NC » et le « Protocole transactionnel relatif à la reprise et au conditionnement des déchets d'EDF, aux opérations de mise à l'arrêt définitif et démantèlement de l'usine AREVA NC de La Hague ».

Dans le cadre de ces accords et compte tenu des avances déjà versées par EDF à AREVA, le montant restant provisionné au titre de la soulte due au titre de la reprise et du conditionnement des déchets d'EDF, de la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement des installations de La Hague s'élève au 31 décembre 2010 à 776 millions d'euros TTC. Le versement de ce solde interviendra sur l'exercice 2011.

Par ailleurs, le Groupe détient des titres AREVA qui font l'objet d'une mention en note 36.2.2.2.

47.3 ●● Rémunération des organes d'administration et de direction

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président du Conseil d'administration, les membres du Comité exécutif (Comex) à compter du 4 février 2010 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination si celle-ci est intervenue en cours d'exercice, et les membres externes du Conseil d'administration.

En 2009, les principaux dirigeants du Groupe étaient le Président du Conseil d'administration, les Directeurs Généraux Délégués jusqu'au 25 novembre 2009, et les membres externes du Conseil d'administration.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 9,0 millions d'euros (4,5 millions d'euros en 2009). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable,

intéressement et avantages en nature) ainsi que les charges patronales correspondantes et les jetons de présence.

La variation par rapport à l'année 2009 s'explique principalement par la mise en place d'un organe de direction plus élargi, le Comex étant composé au 31 décembre 2010 de huit personnes.

En dehors de ce qui est indiqué, les dirigeants ne bénéficient d'aucun autre régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ autres que celles qui pourraient être éventuellement prévues dans le cadre de négociations contractuelles.

Note 48 - Environnement

48.1 ●● Quotas d'émission de gaz à effet de serre

Dans le cadre du protocole de Kyoto, la directive européenne visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre par l'attribution de quotas d'émission est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans qui s'est achevée fin 2007 et se caractérise par une réduction des quotas attribués.

La deuxième période d'allocation porte sur la période 2008-2012.

Au sein du groupe EDF, les sociétés concernées par l'application de cette directive sont : EDF, EDF Energy, British Energy, Edison, Fenice, Dalkia International et Dalkia Investissement, Bert, EDF Demasz, Kogeneracja, Zielona Gora, EC Krakow, Ersa, EC Wybrzeze, SPE et ESTAG.

En 2010, le Groupe a restitué 89 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2009. En 2009, le Groupe avait restitué 94 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2008.

Pour l'année 2010, le volume total des quotas alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 62 millions de tonnes.

Pour l'année 2009, le volume total des quotas alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 75 millions de tonnes.

Au 31 décembre 2010, le volume des émissions s'élève à 70 millions de tonnes (83 millions de tonnes au 31 décembre 2009). La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces quotas s'élève à 319 millions d'euros et couvre l'insuffisance de quotas au 31 décembre 2010 (372 millions d'euros au 31 décembre 2009).

Par ailleurs, dans le cadre des mécanismes de développement propre définis par le protocole de Kyoto, le Groupe a créé fin 2006 un Fonds Carbone dont l'objectif est de soutenir des projets de réduction d'émission de gaz à effet de serre dans les pays émergents et de bénéficier de permis d'émission de gaz à effet de serre. Ce fonds associe EDF et l'ensemble des entités européennes. EDF Trading assure la gestion de ce fonds.

Les achats de CER contractés dans le cadre du Fonds Carbone sont évalués à 182 millions d'euros au 31 décembre 2010 (178 millions d'euros au 31 décembre 2009).

48.2 ●● Certificats d'économies d'énergie

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures développées par les législations nationales, sous l'égide de directives communautaires.

Ainsi, la loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergie. Les sociétés qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et dont les ventes excèdent un seuil sont soumises sur une période triennale à des obligations d'économies d'énergie dont elles se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

Pour EDF, le montant de l'obligation sur la première période triennale qui s'est achevée le 30 juin 2009 était de 30 TWh cumac et a été satisfait.

La deuxième période s'ouvre à compter du 1^{er} janvier 2011 jusqu'au 31 décembre 2013 et se caractérise par l'arrivée de nouveaux obligés (les distributeurs de carburants) et par le renforcement des exigences pour l'obtention des certificats d'économies d'énergie. L'obligation pour EDF sera calculée a posteriori à partir des ventes d'électricité et de gaz aux ménages et aux entreprises du secteur tertiaire sur la période 2010-2012.

Les volumes de CEE obtenus entre les deux périodes contribueront à l'atteinte des objectifs de la deuxième.

48.3 ●● Certificats d'énergie renouvelable

Au Royaume-Uni, en Pologne et en Italie, des certificats sont obtenus lors de la production d'électricité à base d'énergies renouvelables, pour accroître l'utilisation d'énergies renouvelables en instaurant un système de compensation des coûts de production, et les commercialisateurs ont une obligation de vendre un certain volume d'énergie renouvelable. Cette obligation se traduit par l'apport de la preuve de la satisfaction de

l'obligation ou la restitution de certificats d'énergie renouvelable obtenus et/ou acquis. Des mécanismes similaires sont engagés pour la cogénération.

En 2010, l'Italie et le Royaume-Uni présentent un solde déficitaire. Une provision de 226 millions d'euros a donc été comptabilisée à ce titre.

Note 49 - Événements postérieurs à la clôture

49.1 ●● Levée des conditions suspensives relatives à la cession d'EnBW

Les conditions suspensives relatives à la cession de la participation du Groupe dans EnBW au Land du Bade Wurtemberg ont été levées le 10 février 2011. En conséquence et conformément aux accords entre les deux parties, l'opération de cession sera finalisée le 17 février 2011 et se traduira par le versement au groupe EDF d'un montant de 4,5 milliards d'euros (en complément de l'acompte de 169 millions d'euros reçu le 16 décembre 2010).

Une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 7,1 milliards d'euros sera en conséquence enregistrée dans les comptes consolidés de l'exercice 2011.

Note 50 - Périmètre de consolidation

Le périmètre de consolidation se présente comme suit au 31 décembre 2010 :

Nom de l'entité	Pays	Quote-part d'intérêt dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consolidation	Secteur d'activité
FRANCE					
Électricité de France		100	100	Société mère	P,D,S
RTE EDF Transport		100	100	ME	T
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)		100	100	IG	D
Groupe PEI		100	100	IG	P
ROYAUME-UNI					
EDF Energy	(1)	100	100	IG	P,D,S
EDF Energy UK Ltd		100	100	IG	S
EDF Development Company Ltd		100	100	IG	P
ALLEMAGNE					
EnBW	(1)	46,07	46,07	Activité en cours de cession	P,D,S,T
ITALIE					
Edison	(1)	48,96	50	IP	P,D,S
Transalpina Di Energia (TDE)		50	50	IP	S
MNTC		100	100	IG	S
Wagram 4		100	100	IG	S
Fenice	(1)	100	100	IG	P
AUTRE INTERNATIONAL					
EDF International	France	100	100	IG	S
Etag	(1) Autriche	25	25	IP	P,S
EDF Belgium	Belgique	100	100	IG	P
Segebel	Belgique	100	100	IG	S
SPE	Belgique	63,50	63,50	IG	P
Sviluppo Nucleare Italia	Italie	50	50	IP	S
Ute Norte Fluminense	Brésil	90	90	IG	P
Ute Paracambi	Brésil	100	100	IG	P
Figlec	Chine	100	100	IG	P
Shandong Zhonghua Power Company	Chine	19,60	19,60	ME	P
San Men Xia	Chine	35	35	ME	P
Taishan Nuclear Power JV Co	Chine	30	30	ME	P
EDF Inc.	États-Unis	100	100	IG	S
UniStar Nuclear Energy Inc.	États-Unis	100	100	IG	P
Constellation Energy Nuclear Group (CENG)	États-Unis	49,99	49,99	IP	P
Bert	Hongrie	95,57	95,57	IG	P
EDF Demasz	(1) Hongrie	100	100	IG	D
Nam Theun Power Company	Laos	40	40	ME	P
SLOE Centrale Holding BV	Pays-Bas	50	50	IP	P

Nom de l'entité		Pays	Quote-part d'intérêt dans le capital	Quote-part des droits de vote détenus	Méthode de consolidation	Secteur d'activité
EC Krakow		Pologne	94,31	94,31	IG	P
EC Wybrzeze		Pologne	99,74	99,74	IG	P
EDF Polska		Pologne	86,52	100	IG	S
ERSA (Rybnik)		Pologne	79,79	97,34	IG	P
Kogeneracja		Pologne	40,58	50	IG	P
Zielona Gora		Pologne	39,93	98,4	IG	P, D
SSE		Slovaquie	49	49	IP	D
EDF Alpes Investissements		Suisse	100	100	IG	S
Alpiq	(1)	Suisse	26,06	26,06	ME	P,D,S,T
Meco		Vietnam	56,25	56,25	IG	P

AUTRES ACTIVITÉS

Dalkia Holding	(1)	France	34	34	ME	S
Edenka		France	50	50	ME	S
Dalkia International	(1)	France	50	24,14	IP	S
Dalkia Investissement	(1)	France	67	50	IP	S
Richemont		France	100	100	IG	P
EDF Développement Environnement SA		France	100	100	IG	S
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)		France	100	100	IG	S
Cofiva		France	100	100	IG	S
Sofinel		France	55	54,98	IG	S
Électricité de Strasbourg		France	88,82	88,82	IG	D
Tiru – Traitement Industriel des Résidus Urbains	(1)	France	51	51	IG	S
Dunkerque LNG		France	100	100	IG	S
EDF Énergies Nouvelles (EDF EN)	(1)	France	50	50	IG	P,S
Immobilière Wagram Étoile		France	100	100	IG	S
La Gérance Générale Foncière		France	100	100	IG	S
Immobilière PB6		France	50	50	IP	S
Société Foncière Immobilière et de Location (SOFILO)		France	100	100	IG	S
Protertia		France	100	100	IG	S
EDF Optimal Solutions		France	100	100	IG	S
Société C2		France	100	100	IG	S
Société C3		France	100	100	IG	S
EDF Holding SAS		France	100	100	IG	S
Domofinance		France	45	45	ME	S
Fahrenheit		France	100	100	IG	S
EDF Trading	(1)	Royaume-Uni	100	100	IG	S
EDF Production UK Ltd		Royaume-Uni	100	100	IG	P
DIN UK		Royaume-Uni	100	100	IG	S
Wagram Insurance Company		Irlande	100	100	IG	S
Océane Ré		Luxembourg	99,98	99,98	IG	S
EDF Investissements Groupe		Belgique	93,32	50	IP	S
EDF Gas Deutschland		Allemagne	100	100	IG	S
FSG		Allemagne	50	50	IP	S

Méthode de consolidation : IG = intégration globale, IP = intégration proportionnelle, ME = mise en équivalence.

Secteurs d'activités : P = Production, D = Distribution, S = Services, T = Transport.

(1) Groupe de sociétés.

20.2 ●● Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2010

Exercice clos le 31 décembre 2010

Aux actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2010, sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société Électricité de France SA, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. Opinion sur les comptes consolidés

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les points suivants exposés dans les notes aux comptes consolidés :

- les changements de méthodes comptables, d'application obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2010, et de présentation effectués, ainsi que le retraitement de l'information comparative auquel ils ont donné lieu exposés dans la note 2 ;
- les modalités d'intégration des informations comptables des sociétés italiennes dans les comptes consolidés de votre Groupe, présentées dans l'introduction à l'annexe aux comptes consolidés et en note 4.3 ;
- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans la note 30, résulte comme indiqué en note 1.3.2.1 des meilleures estimations de la Direction. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

2. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

Règles et principes comptables

Nous nous sommes assurés que les notes 1.3.10 et 1.3.29.1 donnent une information appropriée sur les traitements comptables respectivement retenus au titre des engagements de rachat de participations ne donnant pas le contrôle sur une entité intégrée globalement et des quotas d'émission de gaz à effet de serre, domaines qui ne font pas l'objet de dispositions spécifiques ou obligatoires dans le référentiel comptable IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne au 31 décembre 2010 et ceux appliqués aux opérations de structure de l'exercice affectant la comparabilité des données présentées.

Jugements et estimations de la Direction

La note 1.3.2, décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements et estimations et les notes 4.3, 14 et 15 présentent respectivement les informations relatives aux activités du Groupe en Italie, aux pertes de valeurs et aux provisions pour risques sur actifs long terme enregistrées sur l'exercice. Ces estimations ont été réalisées dans un contexte d'incertitudes sur l'évolution des prix des matières premières et de l'électricité et sont fondés sur des hypothèses macro économiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, notamment les données et hypothèses sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les calculs effectués par la société, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que les notes aux états financiers restituent une information appropriée.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. Vérification spécifique

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations relatives au groupe données dans le rapport de gestion.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 14 février 2011.

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.



Jean-Luc Decornoy



Michel Piette



Alain Pons

Deloitte & Associés



Patrick E. Suissa

20.3 ●● Honoraires des Commissaires aux comptes

Le tableau ci-dessous présente les honoraires relatifs à l'exercice financier 2010, versés par EDF et ses filiales intégrées globalement, pour les missions confiées à ses Commissaires aux comptes et à leurs réseaux respectifs :

<i>(en milliers d'euros)</i>	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
• Émetteur	3 413	30,6	3 571	40,6
• Filiales intégrées globalement	4 897	44,0	4 574	51,9
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes				
• Émetteur	585	5,3	581	6,6
• Filiales intégrées globalement	1 168	10,5	72	0,8
Sous-total	10 063	90,4	8 798	99,9
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement				
Juridique, fiscal, social	732	6,6	8	0,1
Autres	340	3,0	0	0,0
Sous-total	1 072	9,6	8	0,1
TOTAL	11 135	100	8 806	100

Le montant des honoraires a été validé contradictoirement avec chacun des deux réseaux de Commissaires aux comptes.

Rappel des informations communiquées au titre de l'exercice financier 2009 :

(en milliers d'euros)	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
• Émetteur	3 428	25,8	3 534	40,3
• Filiales intégrées globalement	5 755	43,3	4 096	46,7
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes				
• Émetteur	1 157	8,7	995	11,4
• Filiales intégrées globalement	1 543	11,6	9	0,1
Sous-total	11 883	89,4	8 634	98,5
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement				
Juridique, fiscal, social	895	6,7	99	1,1
Autres	525	3,9	37	0,4
Sous-total	1 420	10,6	136	1,5
TOTAL	13 303	100	8 770	100

En 2009, les honoraires du réseau KPMG comprennent les diligences opérées dans le cadre de prestations directement liées à la mission de Commissaire aux comptes rendues lors de l'acquisition d'entités.

20.4 ●● Politique de distribution de dividendes

20.4.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices

Le montant des dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices a été le suivant :

Exercice de référence	Nombre d'actions	Dividende par action (en euros)	Dividende total distribué ⁽¹⁾ (en euros)	Date de versement du dividende
2007	1 822 171 090	1,28	2 330 266 755,20 ⁽²⁾	2 juin 2008
2008	1 822 171 090	1,28	2 328 200 485,12 ⁽³⁾	3 juin 2009
2009	1 848 866 662	1,15	2 111 146 365,85 ⁽⁴⁾	3 juin 2010

(1) Déduction faite des actions autodétenues.

(2) Dont 1 056 809 460,08 euros versés le 30 novembre 2007 à titre d'acompte sur dividende.

(3) Dont 1 164 067 897,60 euros versés le 17 décembre 2008 à titre d'acompte sur dividende.

(4) Dont 1 002 006 770,05 euros versés le 17 décembre 2009 à titre d'acompte sur dividende (dont 937 815 444,36 euros payés en actions nouvelles).

Le 30 novembre 2010, le Conseil d'administration, sur autorisation de l'Assemblée générale des actionnaires, a décidé la distribution d'un acompte sur dividende en numéraire au titre de l'exercice 2010, payable en numéraire de 0,57 euro par action (voir la section 20.4.2 ci-dessous).

Le montant total de l'acompte mis en paiement le 17 décembre 2010 s'est élevé à 1 053 582 029,82 euros (déduction faite des actions autodétenues).

Le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 14 février 2011, a décidé de proposer à l'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2011 le versement d'un dividende de 1,15 euro par action au titre de l'exercice 2010. Compte tenu de l'acompte de 0,57 euro par action versé en

décembre 2010, le solde du dividende à distribuer s'élève à 0,58 euro par action et devrait être mis en paiement le 6 juin 2011, sous réserve de l'accord des actionnaires. La date de détachement du dividende est le 1^{er} juin 2011.

20.4.2 Politique de distribution, dividende majoré

La politique de distribution des dividendes définie par le Conseil d'administration prendra en compte les besoins d'investissements du Groupe, le contexte économique et tout autre facteur jugé pertinent.

Le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 14 février 2011, a décidé de proposer à l'Assemblée générale du 24 mai 2011 une modification des statuts d'EDF visant à y insérer le dispositif de versement d'un dividende majoré aux actionnaires détenant leurs titres au nominatif depuis au moins 2 ans. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social. En cas d'approbation par l'Assemblée générale, le premier dividende majoré ne pourra, conformément à la loi, être attribué avant la clôture du deuxième

exercice suivant la modification des statuts, soit en 2014 pour le dividende qui sera distribué au titre de l'exercice 2013.

20.4.3 Délai de prescription

Les dividendes non réclamés dans un délai de 5 ans à compter de la date de leur mise en paiement sont prescrits au profit de l'État.

20.5 ●● Procédures judiciaires et arbitrages

Dans le cours normal de ses activités, le Groupe est impliqué dans un certain nombre de procédures judiciaires, arbitrales et administratives.

Les charges qui peuvent résulter de ces procédures ne sont provisionnées que lorsqu'elles sont probables et que leur montant peut être soit quantifié, soit estimé dans une fourchette raisonnable. Dans ce dernier cas, le montant provisionné est déterminé au cas par cas sur la base de la meilleure estimation possible. Le montant des provisions retenu est fondé sur l'appréciation du niveau de risque au cas par cas et ne dépend pas en premier lieu du stade d'avancement des procédures, étant précisé que la survenance d'événements en cours de procédure peut toutefois entraîner une réappréciation de ce risque.

À l'exception des procédures décrites ci-dessous, il n'existe pas, à la connaissance de la Société, d'autre procédure gouvernementale, judiciaire ou d'arbitrage (y compris en suspens ou dont elle serait menacée), susceptible d'avoir ou ayant eu au cours des 12 derniers mois des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité de la Société et/ou du Groupe.

20.5.1 Procédures concernant EDF

Aides d'État

Par une lettre du 16 octobre 2002, la Commission européenne a engagé une procédure contre la France considérant qu'une aide d'État aurait été consentie à EDF à l'occasion de la restructuration de son bilan au 1^{er} janvier 1997. Par décision en date du 16 décembre 2003, la Commission a fixé le montant de l'aide à rembourser à 889 millions d'euros en principal. Le 11 février 2004, l'État a émis à l'encontre d'EDF un titre de perception pour 1 224 millions d'euros comprenant le principal de l'aide d'État à rembourser et les intérêts. Ce montant a été payé par EDF. Le 27 avril 2004, EDF a déposé un recours en annulation de la décision de la Commission devant le Tribunal de Première Instance des Communautés européennes, devenu le Tribunal de l'Union européenne, et l'État français a déposé le 14 novembre 2004, un mémoire en intervention à l'appui du recours d'EDF. A la suite d'une audience qui s'est tenue le 25 novembre 2008, le Tribunal a rendu, le 15 décembre 2009, un arrêt annulant la décision de la Commission du 16 décembre 2003. Cet arrêt étant exécutoire, l'État a reversé à EDF la somme de 1 224 millions d'euros le 30 décembre 2009. Le 26 février 2010, la Commission européenne a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt du Tribunal. Le 31 mai 2010, EDF a déposé ses observations devant la Cour de l'Union européenne. Le 8 février 2011, le greffe de la Cour de

l'Union Européenne a clôturé la procédure écrite. Un calendrier devrait prochainement fixer la date d'audience.

Amiante

EDF a, par le passé, utilisé des matériaux contenant de l'amiante. Ainsi, certains personnels, notamment des métiers de la maintenance des centrales thermiques, ont pu être exposés principalement avant les mesures de substitution ou de protection mises en place par EDF, à partir de la fin des années 1970.

En France, EDF a fait l'objet, de 1997 à fin décembre 2010, de 549 actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable en relation avec une exposition à l'amiante de son personnel en milieu professionnel. La reconnaissance d'une telle faute peut entraîner le versement d'indemnités complémentaires à la charge de l'employeur aux victimes ou à leurs ayants droit.

Depuis juin 2004, EDF a décidé de ne plus faire appel, à l'encontre des agents, des décisions prises par les Tribunaux des Affaires de Sécurité Sociales (« TASS ») en ce qu'elles reconnaissent la faute inexcusable de l'employeur.

À fin décembre 2010, le montant cumulé des condamnations définitives d'EDF s'agissant d'actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable de l'employeur s'élève à environ 20,9 millions d'euros.

Au 31 décembre 2010, une provision de 30 millions d'euros est comptabilisée dans les comptes d'EDF au titre des contentieux d'indemnisation des victimes en matière d'amiante.

Kalibraxe

La société KalibraXE a saisi le Conseil de la concurrence, le 22 janvier 2007, alléguant de pratiques anticoncurrentielles qui auraient été, selon cette société, mises en œuvre par EDF. Cette saisine a été accompagnée d'une demande de mesures conservatoires.

Sur le fond, la société KalibraXE soutient que les pratiques mises en œuvre par EDF auraient notamment eu pour objet et pour effet d'éliminer la société KalibraXE, et plus généralement toute nouvelle concurrente, sur le marché et d'empêcher le consommateur final de choisir librement son fournisseur ou d'opérer un approvisionnement auprès de plusieurs fournisseurs.

Considérant en outre que ces pratiques, d'une part, lui font perdre l'opportunité de conclure de nouveaux contrats et la possibilité de poursuivre ses relations contractuelles avec ses clients existants, et d'autre part, constituent une atteinte aux intérêts des consommateurs ainsi qu'aux intérêts du secteur ou de l'économie générale, la société KalibraXE

demandait le prononcé de mesures conservatoires, en particulier la suspension des clauses d'exclusivité dans les contrats d'EDF.

Le 25 avril 2007, le Conseil de la concurrence a considéré la saisine recevable au fond mais a rejeté la demande de mesures conservatoires de KalibraXE.

Le Conseil, à titre conservatoire, a toutefois enjoint à EDF de modifier ses conditions générales de vente, d'informer sa clientèle ayant exercé son éligibilité qu'aucune pénalité n'est encourue à l'échéance normale du contrat et de communiquer au Conseil un exemplaire des conditions générales de vente modifiées. KalibraXE a fait appel de cette décision et, le 26 juin 2007, la Cour d'appel de Paris a rejeté son recours.

Par décision du 8 juillet 2010, l'Autorité de la concurrence a classé la saisine de KalibraXE, clôturant ainsi ce contentieux.

Solaire Direct

Le 19 mai 2008, la société Solaire Direct a saisi le Conseil de la concurrence d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires. Solaire Direct soutient que « le groupe EDF » aurait exploité abusivement sa position dominante sur les différents marchés de l'électricité pour pénétrer, via sa filiale EDF Énergies Nouvelles Réparties (EDF ENR), le marché émergent de l'offre globale de services destinés à la production d'électricité photovoltaïque répartie et freiner ainsi l'entrée de nouveaux entrants sur ce marché.

Le Conseil de la concurrence s'est réuni le 26 novembre 2008 pour examiner la recevabilité de la saisine au fond et la demande de mesures conservatoires. EDF a proposé des engagements afin de répondre aux préoccupations de concurrence énoncées par le Conseil de la concurrence. Ces engagements ont été mis en ligne sur le site Internet du Conseil, dans le cadre d'une procédure de « *market test* », afin que les entreprises intéressées puissent faire connaître leur avis.

En février 2009, l'autorité de la concurrence a décidé d'écarter la proposition d'engagements et de prononcer des mesures conservatoires relatives aux modalités de commercialisation des offres globales photovoltaïques par EDF ENR et de procéder à l'instruction au fond de la saisine de Solaire Direct. À ce stade de l'instruction, l'Autorité estimait que les moyens de communication utilisés par EDF entretenaient une confusion entre, d'une part, le rôle d'EDF en tant que fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés et d'autre part, l'activité concurrentielle de sa filiale.

Dans une décision du 8 avril 2009, l'Autorité de la Concurrence, qui s'est substituée au Conseil de la concurrence, a enjoint à EDF (i) de supprimer dans tous les supports de communication de la marque Bleu Ciel d'EDF toute référence à l'activité d'EDF ENR dans la filière solaire photovoltaïque, (ii) de faire cesser, par les agents répondant au 3929 (numéro dédié réservé aux particuliers et aux clients d'EDF), toute référence aux services offerts par EDF ENR, (iii) de mettre fin à toute communication à EDF ENR d'informations recueillies par le 3929, cette injonction visant la prise de rendez-vous mais aussi la transmission de renseignements sur les personnes intéressées par la production d'énergie photovoltaïque, et enfin (iv) de ne plus mettre à la disposition d'EDF ENR d'informations dont EDF dispose du fait de ses activités de fournisseur de services d'électricité aux tarifs réglementés. EDF s'est conformé à ces injonctions dans les délais fixés par l'Autorité de la concurrence.

Au terme de l'instruction au fond en cours, si l'Autorité de la Concurrence devait conclure à l'existence de pratiques anticoncurrentielles mises en

œuvre par EDF, elle pourrait être conduite à prononcer, notamment, une sanction financière en application des dispositions de l'article L. 464-2 du Code de commerce. Les sanctions éventuelles sont proportionnées à la gravité des faits reprochés, à l'importance du dommage à l'économie et à la situation de l'entreprise, dans la limite d'un montant maximum potentiel de 10 % du chiffre d'affaires mondial hors taxes de l'entreprise.

Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le calcul et la mise en œuvre du temps de repos. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations qui sont susceptibles de concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, ces litiges pourraient présenter un risque systémique qui pourrait avoir un effet négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Le Groupe est également partie à un certain nombre de contentieux avec les organismes sociaux. Le principal contentieux oppose EDF à l'URSSAF de Toulouse concernant l'inclusion dans l'assiette de cotisation de certaines primes, indemnités et autres avantages en nature.

Au 31 décembre 2010, une provision de 218 millions d'euros figurait dans les comptes consolidés du groupe EDF au titre de l'ensemble des litiges avec les organismes sociaux (voir la note 32 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010).

Litiges en matière environnementale

Du fait de son activité industrielle, le Groupe est partie à divers litiges environnementaux, en particulier en matière de dépollution des sols. A la date de dépôt du présent document de référence, le Groupe estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible, si leur résolution devait être défavorable à EDF, d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

Litiges en matière fiscale

Au cours des années 2008 et 2009, EDF a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006. Fin 2009, une proposition de rectification a été adressée à la Société sur la période vérifiée. Fin 2010, EDF conteste la majeure partie de la proposition de rectification notifiée.

Un des chefs de redressement concerne la déductibilité fiscale de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (qui concerne également les sociétés RTE, ERDF et Electricité de Strasbourg, s'agissant d'une problématique liée au statut des IEG) et le Groupe va contester la position de l'administration fiscale concernant la déductibilité de cette provision. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés pourrait être de l'ordre de 280 millions d'euros.

Au cours de l'année 2010, une nouvelle vérification de comptabilité a été engagée au titre des exercices 2007 et 2008. A la clôture de l'exercice 2010, aucune proposition de rectification n'a été adressée par l'administration fiscale à EDF sur ces exercices. L'exercice 2007 est à présent prescrit et le contrôle sur l'exercice 2008 se poursuit.

Alcan Saint-Jean-De-Maurienne

Le 31 décembre 1985, EDF, Pechiney (devenue Alcan France) et Aluminium Pechiney ont signé un contrat de fourniture d'énergie (2 TWh) destiné en priorité à la fourniture de l'usine Pechiney d'aluminium primaire de Saint-Jean-de-Maurienne, aux termes duquel EDF s'est engagé à fournir des volumes d'électricité, à un prix déterminé. La durée du contrat a été modifiée par avenants. Le contrat expire le 31 décembre 2012 pour le site de Saint-Jean-de-Maurienne.

A la suite de divers courriers d'Alcan France demandant une prolongation du contrat, Alcan France et Aluminium Pechiney ont signifié à EDF le 2 août 2007 une assignation à comparaître devant le Tribunal de commerce de Paris le 21 septembre 2007 pour une première audience de procédure.

Après plusieurs reports, les plaidoiries ont été fixées au 26 octobre 2009. Par décision rendue lors de son audience du 18 janvier 2010 le Tribunal de commerce a intégralement rejeté les demandes d'Alcan et d'Aluminium Pechiney qui ont fait appel le 19 mars 2010 de cette décision devant la Cour d'Appel de Paris. Une audience devant la Cour d'Appel a été fixée au 29 février 2012.

Red Electrica Espana

EDF et Red Electrica de Espana (REE) avaient conclu au début des années 1990 des contrats portant sur la mise à disposition d'une production d'énergie sur l'interconnexion France-Espagne. Ces contrats ont bénéficié depuis leur signature d'une priorité d'accès à l'interconnexion qui a ultérieurement été déclarée contraire au droit européen par la Cour de Justice des Communautés Européennes, devenue Cour de Justice de l'Union européenne, dans un arrêt du 7 juin 2005.

La Commission européenne a enjoint les régulateurs nationaux de supprimer les droits d'accès prioritaires à l'interconnexion et de mettre en place, pour toutes les transactions, un mécanisme d'enchères pour l'acquisition de ces droits. La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) s'est conformée à cette injonction par une décision du 1^{er} décembre 2005.

EDF et REE qui devaient alors s'entendre sur les conditions de prélèvement de l'énergie et sur l'acquisition des droits d'accès à l'interconnexion pour que REE puisse l'importer en Espagne sont parvenus à un accord à partir de juin 2006, mais n'ont pu s'entendre pour les premiers mois de l'année 2006.

REE a donc initié une procédure d'arbitrage international à l'encontre d'EDF et EDF Trading afin d'obtenir l'indemnisation du préjudice qu'elle allègue. EDF a fait état également du préjudice que lui a causé REE durant cette période. Le litige était circonscrit aux livraisons sur la période de janvier à mai 2006. Le Tribunal arbitral a rendu une sentence partielle le 29 mai 2008 mettant, notamment, hors de cause EDF Trading. Le 12 octobre 2009, le Tribunal arbitral a rendu une sentence qui a fait l'objet d'une requête en rectification sur laquelle le Tribunal arbitral a statué le 23 février 2010.

EDF et REE ont signé le 29 juin 2010 un protocole définissant les modalités opérationnelles de la sentence arbitrale, mettant ainsi un terme définitif au conflit qui les opposait.

Greenpeace

Une information judiciaire a été ouverte au Tribunal correctionnel de Nanterre sous la qualification de « complicité et recel d'atteinte à un système de traitement automatisé de données » à la suite de déclarations d'un informaticien d'une société tierce, qui prétend avoir procédé à

l'intrusion informatique de l'ordinateur de M. Yannick Jadot, ancien porte-parole de Greenpeace courant 2006 à la demande d'un salarié d'EDF. Le salarié visé et son supérieur hiérarchique ont été mis en examen respectivement les 24 mars et 10 juin 2009 et ont fait l'objet d'une mutation d'office à titre de sanction disciplinaire. EDF a été mis en examen le 26 août 2009. Le 15 octobre 2010, le juge d'instruction a rendu une ordonnance aux fins de renvoi d'EDF et des deux salariés devant le Tribunal correctionnel de Nanterre. L'affaire devrait être examinée par la juridiction de jugement courant 2011.

Bugey 1

A la suite de l'obtention par EDF de l'autorisation de procéder à la déconstruction complète de l'installation nucléaire de base de Bugey 1 par décret n° 2008-1197 du 18 novembre 2008, une association a introduit le 21 janvier 2009 un recours en annulation du décret devant le Conseil d'État.

La requête de l'association a été notifiée à EDF le 6 mai 2009. Les mémoires en défense ont été déposés respectivement le 7 août 2009 par l'État et le 3 septembre 2009 par EDF. Un rapporteur public a été nommé en octobre 2010 et l'audience devrait se tenir courant 2011.

Verdesis

La société Euro Power Technology a saisi en juin 2008 le Conseil de la Concurrence d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires, contre EDF et sa filiale VERDESIS, concernant les activités d'EDF et Verdesis dans le biogaz. L'Autorité de la concurrence a notifié la saisine le 9 juin 2009 à EDF qui lui a adressé des observations préliminaires le 23 juin 2009.

L'Autorité de la concurrence s'est réunie en séance le 17 février 2010 pour examiner la recevabilité de la saisine d'Euro Power Technology et sa demande de mesures conservatoires et, par décision du 16 avril 2010, a rejeté la plainte d'Euro Power Technology.

Le 26 avril 2010, Euro Power Technology a fait appel de cette décision devant la Cour d'appel de Paris qui, par arrêt du 2 décembre 2010, a rejeté son recours. Euro Power Technology s'est pourvue en cassation le 28 décembre 2010 et doit régulariser son mémoire ampliatif au soutien de son pourvoi au plus tard le 28 avril 2011.

Société SECAM

Par une décision du 10 décembre 1996, confirmée par la Cour d'appel de Paris, le Conseil de la concurrence avait condamné EDF pour abus de position dominante pour avoir fait obstacle à la signature de contrats d'achat d'électricité avec des producteurs indépendants entre 1993 et 1995. Suite à cette condamnation, le Syndicat National des Producteurs Indépendants et Thermiciens (le SNPIET), ainsi qu'une vingtaine de producteurs avaient introduit une action en paiement de dommages et intérêts devant le Tribunal de commerce de Paris. Les parties avaient signé, le 20 juillet 2007, un protocole d'accord transactionnel qui avait définitivement clos ce contentieux.

Le 4 avril 2007, EDF a reçu, de la société SECAM, un recours administratif préalable à la saisine du juge administratif. La société, qui n'était pas partie aux instances devant le Conseil de la concurrence et les juridictions judiciaires, réclamait 79 millions d'euros.

Par un courrier en date du 29 mai 2007, EDF a rejeté la demande préalable de cette société. En conséquence, la société SECAM a déposé le 30 juillet 2007 un recours en indemnisation devant le Tribunal administratif de Paris, qui a renvoyé cette requête devant le Tribunal administratif de Châlons-en-Champagne.

Par jugement du 30 juillet 2010, le Tribunal administratif de Châlons-en-Champagne a rejeté la requête de la société SECAM au motif qu'elle n'apportait aucun élément au soutien de ses allégations. La société SECAM n'ayant pas interjeté appel dans le délai de 2 mois, ce litige est donc clos.

Fessenheim

Des associations ont déposé un recours gracieux demandant aux Ministres chargés de la Sûreté Nucléaire (Ministre de l'Économie et Ministre chargé de l'Énergie) d'ordonner la mise à l'arrêt définitif et la déconstruction de la centrale nucléaire de Fessenheim. Les requérants fondent leur demande sur l'article 34 de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (TSN) qui permet d'ordonner, en dernier recours, par décret en Conseil d'État pris après avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, la mise à l'arrêt définitif et la déconstruction d'une installation nucléaire de base qui présente des risques graves.

Après rejet par les Ministres de la demande gracieuse, les requérants ont introduit un recours contentieux devant le Tribunal administratif de Strasbourg le 10 décembre 2008, rejeté par jugement du 9 mars 2011. Les requérants disposent d'un délai de deux mois pour interjeter appel.

Enquête de la Commission Européenne relative à une hausse des prix sur le marché de gros de l'électricité

La Commission européenne a effectué en mars 2009 des inspections surprises dans différents locaux d'EDF, dans le cadre d'une enquête relative à l'évolution des prix sur le marché de gros de l'électricité en France.

Ces inspections font suite aux conclusions de l'enquête de la Commission relative au secteur de l'énergie publiées en janvier 2007. Elles constituent une étape préliminaire dans la recherche concernant la réalité de pratiques anticoncurrentielles soupçonnées et ne préjugent pas de l'issue de l'enquête proprement dite.

Au terme de cette enquête, si la Commission devait conclure à l'existence de pratiques anticoncurrentielles mises en œuvre par EDF, elle pourrait être conduite à prononcer, notamment, une sanction financière, en application des dispositions de l'article 23, paragraphe 2, sous a) du règlement (CE) n°1/2003. Les sanctions éventuelles sont proportionnées à la gravité des faits reprochés, à l'importance du dommage à l'économie et à la situation de l'entreprise, dans la limite d'un montant maximum potentiel de 10 % du chiffre d'affaires mondial hors taxes de l'entreprise concernée.

Casino

L'annonce, dès l'automne 2009 par le MEEDDEM, d'une révision à la baisse des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque fixés par l'arrêté du 10 juillet 2006, a provoqué une hausse massive des dépôts de demandes de contrats d'achat, susceptible d'engendrer un alourdissement très significatif des charges à compenser par la CSPE (voir section 6.5.1.2. (« Législation française »)). Dans ce contexte, le Gouvernement a décidé de modifier, par un arrêté du 12 janvier 2010, tant les tarifs d'achat de

l'électricité produite à partir de l'énergie photovoltaïque que leurs modalités d'application.

Plusieurs producteurs, parmi lesquels les sociétés Green Yellow, filiales du groupe de distribution Casino, ont alors décidé d'assigner EDF devant le Tribunal de Commerce de Paris afin de faire juger qu'EDF serait tenu d'acheter l'électricité produite aux conditions tarifaires plus favorables résultant de l'arrêté antérieur du 10 juillet 2006. Ces producteurs considèrent notamment, au terme d'un raisonnement qu'EDF conteste, que le contrat d'achat serait déjà formé dès la réception par EDF de la demande complète d'achat.

Le Tribunal des conflits a, dans une décision du 13 décembre 2010, confirmé que le contentieux relevait bien de la compétence du juge judiciaire. Dans ces conditions, il appartient désormais au Tribunal de commerce de Paris de se prononcer sur le fond.

Une dizaine d'autres contentieux, portant sur le même objet, sont actuellement pendants, essentiellement devant le juge judiciaire.

Installation de Conditionnement et d'Entreposage de Déchets Activés (ICEDA)

Un décret du 23 avril 2010 (décret n°2010-402) a autorisé EDF à créer, sur le territoire de la commune de Saint-Vulbas située dans le département de l'Ain, une installation nucléaire de base dénommée « Installation de Conditionnement et d'Entreposage de Déchets Activés ». Deux requêtes ont été déposées en juin 2010 devant le Conseil d'Etat, l'une par la société Roozen qui exploite une installation horticole à proximité du site et l'autre par un collectif d'associations de protection de l'environnement, visant à obtenir l'annulation de ce décret. Les mémoires en défense ont été déposés par l'Etat et EDF mi-janvier 2011.

Par ailleurs, la société Roozen a déposé deux requêtes devant le Tribunal administratif de Lyon contre l'arrêté du 22 février 2010 par lequel le Préfet de l'Ain a accordé le permis de construire d'ICEDA. La première de ces requêtes, déposée le 21 avril 2010, demande l'annulation du permis de construire. L'Etat et EDF ont déposé leur mémoire en défense mi-juillet 2010. La seconde requête, en date du 25 novembre 2010, demandait en référé la suspension du permis de construire. Cette demande a été rejetée par une ordonnance du Tribunal administratif de Lyon du 13 décembre 2010 et un pourvoi en cassation a été formé par la société Roozen devant le Conseil d'Etat le 28 décembre 2010.

Statoil

EDF et Statoil ont signé le 14 février 2003 un contrat d'approvisionnement en gaz naturel pour une durée de 15 ans. A la suite de la disparition, en janvier 2009, de l'indice Gasoil 0,2 intégré dans la formule de prix contractuelle, EDF et Statoil ont entamé des discussions en vue de son remplacement.

Faute d'accord amiable, Statoil a notifié à EDF sa décision de déclencher une procédure d'expertise conformément aux dispositions du contrat et demandé, en mars 2010 la nomination d'un expert à la Chambre de Commerce Internationale (CCI). Le 18 novembre 2010, l'expert a rendu sa décision sur l'indice de remplacement. La décision de l'expert est définitive, les parties sont donc liées par ce choix et doivent modifier le contrat en conséquence.

Cependant, un désaccord est ensuite intervenu entre les parties quant à la date d'application rétroactive du nouvel indice au regard des dispositions du contrat. Statoil a envoyé en janvier 2011 à EDF une facture pour obtenir le remboursement de 50 millions d'euros en faisant application de cet indice à compter de février 2009. EDF conteste cette facture et la rétroactivité appliquée, et a payé à Statoil un montant de 18 millions d'euros qu'elle estime lui devoir. Les discussions se poursuivent avec Statoil.

20.5.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF

• RTE EDF TRANSPORT

Convention de loyer annuel conclue avec la SNCF et transfert des lignes haute tension remises en dotation à la SNCF

RTE EDF Transport versait, en rémunération de son usage des ouvrages et installations du réseau électrique haute tension de transport remis en dotation à la SNCF par la loi du 30 décembre 1982, un loyer annuel forfaitaire de 3,1 millions d'euros, déterminé par RTE EDF Transport en cohérence avec les principes de rémunération de ses propres actifs. Le versement de ce loyer faisait suite à la dénonciation par RTE EDF Transport, en 2001, d'une convention conclue avec la SNCF en décembre 1999. A la suite de la saisine du Tribunal administratif de Paris par la SNCF qui contestait le nouveau montant du loyer annuel versé par RTE EDF Transport et réclamait la différence avec le loyer initial, RTE EDF Transport a été condamné le 29 août 2008 à verser à la SNCF la différence avec le loyer initial, assortie des intérêts au taux légal. RTE EDF Transport a interjeté appel de cette décision devant la Cour administrative d'appel de Paris et lui a demandé de surseoir à l'exécution du jugement, l'appel n'étant pas suspensif de l'exécution de la décision du Tribunal administratif. La Cour administrative d'appel de Paris, dans un arrêt du 10 mai 2010 a rejeté la requête de RTE EDF Transport, et l'a condamné à payer à la SNCF la somme complémentaire de 27,8 millions d'euros au titre des redevances échues au cours de la période allant de juin 2008 à juin 2009. A titre conservatoire, RTE EDF Transport avait formé un pourvoi en cassation devant le Conseil d'Etat, déclaré irrecevable par le Conseil d'Etat le 27 janvier 2011. Cette décision étant sans recours, ce contentieux est donc clos.

Par ailleurs, la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières ayant fixé le principe de la cession par la SNCF à RTE EDF Transport des ouvrages électriques haute tension de transport remis en dotation à la SNCF par la loi du 30 décembre 1982, une commission *ad hoc* (la Commission Moulin) a rendu le 9 juillet 2009 une décision sur la valeur de transfert du réseau haute tension de la SNCF, estimant celle-ci à 140 millions d'euros. La SNCF a formé le 20 août 2009 un recours devant le Conseil d'Etat contre cette décision, estimant la valeur de transfert des ouvrages à un prix très supérieur à celui fixé par la Commission Moulin. Dans l'attente de la décision du Conseil d'Etat, qui pourrait intervenir courant 2011, la SNCF a proposé de procéder au transfert de ses ouvrages électriques à RTE EDF Transport ; les parties sont parvenues à un accord et la vente a été conclue pour un montant de 140 millions d'euros, sur lesquels 80 millions d'euros seulement ont été versés par RTE EDF Transport à titre d'acompte. Les contrats permettant le transfert de propriété à partir du 1^{er} mai 2010 ont été signés le 26 mai 2010 par la SNCF, RTE EDF Transport est donc désormais propriétaire des lignes concernées.

Participation aux services système

La société POWEO qui contestait le caractère obligatoire de la participation aux services système figurant à l'article 15 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 et demandait une rémunération établie selon des « règles de marché » a saisi le CoRDIS (Comité de Règlement des Différends et des Sanctions de la CRE) le 3 juillet 2009. Une décision du CoRDIS favorable à RTE EDF Transport a été notifiée aux parties le 15 octobre 2009. La société POWEO a fait appel de cette décision devant la Cour d'appel de Paris, compétente pour connaître des recours contre les décisions du Comité.

La Cour d'appel de Paris a rejeté, dans un arrêt du 7 septembre 2010, le recours de POWEO contre la décision du CoRDIS, et a suivi intégralement les argumentations de RTE EDF Transport et du CoRDIS en jugeant que la participation des producteurs aux services systèmes ne peut pas avoir un caractère facultatif et que seul l'article 11.7 de la directive 2003/54/CE est applicable aux services systèmes et en conséquence, les règles de tarification applicables doivent tenir compte des coûts et ne peuvent se baser sur le « prix de marché ».

Le délai de recours de POWEO pour former un pourvoi en Cassation ayant expiré, RTE EDF Transport a obtenu de la Cour de cassation un certificat de non-recours.

Litiges en matière fiscale

Au cours des années 2008 et 2009, RTE EDF Transport a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2005, 2006 et 2007. RTE EDF Transport a contesté la majeure partie de la proposition de rectification notifiée en 2009. A la date de dépôt du présent document de référence, l'administration fiscale n'a pas émis d'avis de mise en recouvrement.

Par ailleurs, depuis juillet 2010, RTE EDF Transport fait l'objet d'une nouvelle vérification de comptabilité portant sur les exercices 2008 et 2009. A la date de dépôt du présent document de référence, les inspecteurs des impôts n'ont pas identifié de redressement potentiel.

• ERDF

Litiges en matière fiscale

ERDF fait l'objet depuis le 3 février 2010 d'un contrôle fiscal relatif aux exercices 2007 et 2008. A la clôture de l'exercice 2010, aucune proposition de rectification n'a été adressée par l'administration fiscale à ERDF concernant l'exercice 2007 et cet exercice est à présent prescrit. Le contrôle se poursuit s'agissant de l'exercice 2008.

Direct énergie

L'article 23 de la loi du 10 février 2000 prévoit que les fournisseurs peuvent proposer à leurs clients la signature d'un contrat unique portant à la fois sur la fourniture et sur l'accès aux réseaux, et conclure avec le gestionnaire de réseaux un contrat, dit contrat GRD-F, relatif à l'accès au réseau pour l'exécution de ces contrats de fourniture. Dans sa rédaction actuelle, le contrat GRD-F prévoit qu'en cas d'impayés par le client final, le fournisseur est tenu de verser à ERDF la part acheminement correspondante. Cette disposition a été contestée par la société Direct Energie devant le CoRDIS par une requête en date du 20 juillet 2010. Dans une décision du 22 octobre 2010 notifiée à ERDF le 17 novembre 2010, le CoRDIS a estimé qu'aucune disposition de la législation en vigueur n'autorisait ERDF à faire supporter par le fournisseur la charge d'un risque d'impayés pour la part

revenant au distributeur et que, pour reverser au gestionnaire de réseau les sommes dues au titre de l'utilisation du réseau, le fournisseur devait les avoir préalablement recouvrées auprès du client final. Le CORDIS a donc demandé à ERDF de transmettre à Direct Energie un nouveau contrat GRD-F conforme à sa décision. ERDF a formé un recours devant la Cour d'Appel de Paris contre cette décision qui remet en cause les grands équilibres du contrat unique et entraînerait une complexification des règles de marché ainsi qu'un surcoût de mise en œuvre supporté, in fine, par les consommateurs finals.

• EDEV

Le contrôle fiscal d'EDEV conduit en 2005 sur les exercices 2002 et 2003 s'est traduit par une proposition de rappel d'impôt sur les sociétés de 14,5 millions d'euros. En raison d'un désaccord persistant avec l'administration fiscale sur les rectifications proposées, et à la suite d'un jugement défavorable du Tribunal administratif de Montreuil du 11 mars 2010, EDF, en tant que société de tête de l'intégration fiscale, a interjeté appel devant la Cour administrative d'appel de Versailles le 28 mai 2010. Un dégrèvement d'impôt sur les sociétés de 12,3 millions d'euros a par ailleurs été obtenu le 16 novembre 2010. Ainsi, l'enjeu du contentieux devant la Cour administrative de Versailles est d'obtenir le remboursement de 2,1 millions d'euros.

• EDISON

Assignment par ACEA Spa concernant la participation d'Edison dans Edipower

En mai 2006, ACEA Spa (ACEA), Régie de Rome, avait adressé une plainte au Gouvernement italien, ainsi qu'aux autorités italiennes de la régulation (AEEG) et de la concurrence (AGCM) au motif que la prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et A2A S.A. (anciennement AEM S.p.A) aurait eu pour conséquence le franchissement de la limite de 30 % d'entreprises publiques au capital de la société Edipower (limite fixée par le décret du Président du Conseil des Ministres italien en date du 8 novembre 2000 définissant les règles applicables à la privatisation des sociétés (appelées Gencos) alors détenues par Enel SpA).

Le 7 juillet 2006, l'AGCM avait rendu un avis (*segnalazione*) dans lequel elle soutenait la position d'ACEA et demandait officiellement au Gouvernement et au parlement italiens que des mesures soient prises afin de faire respecter les termes du décret du 8 novembre 2000.

En août 2006, EDF, IEB et WGRMH Holding 4 (ainsi qu'Edison, A2A S.A., Delmi, Edipower, AEM Turin, Atel et TdE) ont été assignées par ACEA devant le Tribunal civil de Rome.

Selon ACEA, le dépassement de ce seuil serait une violation de la législation applicable et constituerait un acte de concurrence déloyale, qui pourrait avoir un impact négatif sur le marché de l'énergie au détriment de la concurrence et de l'intérêt final des consommateurs.

ACEA demandait donc au Tribunal de constater la nature déloyale du comportement d'EDF et d'A2A S.A., d'obliger EDF et A2A S.A. à céder leurs participations de manière à descendre sous le seuil de 30 % et de leur interdire de prélever et d'utiliser l'énergie pour la part qui excède les 30 %, et enfin de l'indemniser de son préjudice qu'elle ne pouvait pas encore évaluer précisément, son estimation devant faire l'objet d'une instance séparée.

ACEA a d'autre part indiqué qu'elle demanderait au Tribunal de prendre des mesures conservatoires afin de préserver ses intérêts dans l'attente du jugement sur le fond.

En janvier 2007, Endesa Italia s'est jointe à la plainte d'ACEA.

Le juge a par ailleurs rejeté à cette occasion l'ajout au dossier d'une note d'ACEA (pièce nouvelle), qui estimait à 800 millions d'euros le préjudice qu'elle aurait subi.

L'audience sur le fond du litige ainsi que sur les moyens de preuve par lesquelles ACEA évalue son préjudice, fixée au 26 juin 2008, a fait l'objet de reports successifs jusqu'au 26 janvier 2011. EDF et ses filiales n'ayant pas accepté le contradictoire sur la demande d'ACEA d'évaluation de son préjudice, une éventuelle décision du juge italien favorable à cette évaluation ne devrait pas leur être opposable.

Endesa Italia, devenue E.ON Italia, et EDF ont signé en décembre 2010 un accord de désistement par lequel E.ON Italia s'engage à renoncer à l'instance ainsi qu'à toute autre demande à l'encontre d'EDF en relation avec la prise de participation indirecte d'EDF dans Edipower. Cet accord sera présenté au juge lors d'une audience dont la date reste à déterminer.

Procédure relative à la vente d'Ausimont

Le Procureur de la République de Pescara (région des Abruzzes) a ouvert une enquête préliminaire relative à une hypothèse de pollution de l'eau et de désastre écologique concernant le bassin du fleuve Aterno, à Bussi sul Tirino, où se trouve depuis plus d'un siècle un complexe industriel appartenant à Ausimont Spa, cédé en 2002 à Solvay Solexis Spa.

Le Procureur de la République de Pescara a clôturé les enquêtes préliminaires et notifié à certains ex-administrateurs et dirigeants de Solvay Solexis et Edison une ordonnance de renvoi pour des faits d'empoisonnement des eaux, désastre écologique et fraude aux dépens de l'acquéreur du site Solvay Solexis.

Le juge des enquêtes préliminaires a demandé par une ordonnance du 15 décembre 2009, le classement sans suite des poursuites contre Montedison, devenue Edison, pour le délit de fraude à l'encontre de Solvay alors que se poursuit la procédure relative au désastre environnemental et à l'empoisonnement.

Dans ce contexte, une portion de terrain adjacente au complexe industriel, propriété d'Edison, sur laquelle a été retrouvée une importante quantité de déchets industriels, a été mise sous séquestre. Dès lors, le Président du Conseil des Ministres, par une ordonnance en date du 4 octobre 2007, a nommé un Commissaire spécial délégué pour la réalisation des interventions urgentes : identification, mise en sécurité et remise en état du terrain.

Le Commissaire a intimé à Edison la mise en place d'un plan de caractérisation de la zone, la mise en sécurité d'urgence et la présentation d'un projet de remise en état du sol et de la nappe phréatique. Edison, qui n'a jamais exercé d'activité sur ce site, a déposé, en juin 2008 un recours devant le Tribunal administratif Régional.

Procédure du procureur de la République d'Alessandria

Le Procureur de la République d'Alessandria (Italie) a adressé en 2009 à certains dirigeants et anciens administrateurs de Ausimont Spa (aujourd'hui Solvay Solexis SpA, société cédée par Montedison au groupe Solvay en 2002) l'avis de conclusion des enquêtes concernant les hypothèses d'empoisonnement des eaux de la source se trouvant sous le site industriel de Spinetta Marengo et des eaux de sources environnantes et l'absence de remise en état du site.

Par ailleurs, une décision administrative a ordonné à Solvay Solexis de remettre en état le site de Spinetta Marengo. Edison est intervenue volontairement dans la procédure afin de défendre ses intérêts à la suite du recours déposé par Solvay Solexis qui demande l'annulation de cette décision administrative, en particulier en ce qu'elle n'impose pas d'obligations à Edison concernant la remise en état du site (cette obligation étant imposée à Solvay Solexis uniquement).

Actions initiées par des salariés en raison de leur exposition à l'amiante ou à d'autres substances chimiques nocives

Au cours de ces dernières années, Edison a dû faire face à une augmentation significative du nombre de demandes visant à l'octroi de dommages et intérêts en raison de la mort ou de la maladie de salariés qui auraient été la conséquence de leur exposition à plusieurs formes d'amiante dans différentes usines appartenant à Montedison ou en raison d'autres procédures judiciaires reprises par Edison à la suite d'opérations d'acquisition de sociétés.

Par ailleurs, Edison est partie à plusieurs procédures pénales initiées par des anciens salariés de sociétés du groupe Edison ou leurs ayants droit, en raison de leur exposition à des substances chimiques nocives émises par les installations MontEdison (transférées depuis à Enimont, devenue Enichem, filiale de ENI).

Litiges en matière environnementale

Edison est partie à plusieurs procédures pénales en cours concernant des dommages causés par le fonctionnement d'usines chimiques de MontEdison (établissements pétrochimiques de Porto Marghera, Mantua et Cesano Maderno) avant leur cession à Enimont. Les procédures pénales incluent également des actions initiées par des tiers fondées sur des atteintes corporelles liées aux dommages environnementaux allégués.

• BE ZRT

En novembre 2005, la Commission européenne a décidé d'ouvrir une enquête formelle d'investigation portant sur les contrats d'achat d'énergie électrique à long terme (PPA) sur le fondement des règles européennes relatives aux aides d'Etat. Le 3 mars 2006, BE ZRT a engagé un recours contre cette décision. La procédure écrite a été clôturée le 9 juin 2008. La prochaine étape du recours consistera en une audience dont la date n'a toujours pas été fixée par le Tribunal de Première Instance de l'Union européenne (TPI), devenu Tribunal de l'Union Européenne (TUE).

Sans attendre la décision du TUE dans le cadre du recours précité, la Commission européenne a rendu une décision le 4 juin 2008 aux termes de laquelle elle a exigé du Gouvernement hongrois la résiliation des PPA existants avant la fin de l'année 2008 et demandé que les aides d'Etat qui auraient été versées depuis le 1^{er} mai 2004, date d'adhésion de la Hongrie

à l'Union européenne, soient remboursées par les producteurs avant avril 2009.

BE ZRT a décidé de contester la décision de la Commission européenne en intervenant dans un premier temps au soutien des recours engagés à l'encontre de cette décision devant le TUE par d'autres producteurs hongrois, avant de déposer son propre recours à l'encontre de cette décision de la Commission le 4 mai 2009, puis un mémoire en réplique à celui de la Commission le 30 novembre 2009.

La procédure contre la décision d'ouverture de l'enquête formelle d'investigation initiée en mars 2006 par BE ZRT devant le TUE se poursuit.

Le Gouvernement hongrois n'a pas contesté la décision de la Commission européenne. Le législateur hongrois s'est exécuté en adoptant, le 10 novembre 2008, une loi résilient au 31 décembre 2008 les PPA qui ne l'auraient pas été à cette date d'un commun accord des parties. A la suite de nombreux échanges entre BE ZRT et les autorités, la Commission européenne et le Gouvernement hongrois ont finalement admis fin avril 2010 le principe de compensation des coûts échoués avec celui des aides d'Etat versées, ce qui a eu pour effet pour BE ZRT de n'avoir aucune aide d'Etat illicite à rembourser.

Les PPA de BE ZRT ont ainsi été résiliés au 31 décembre 2008. De manière à permettre la poursuite de son exploitation, BE ZRT a négocié un contrat commercial avec MVM (acheteur unique hongrois détenu par l'Etat) d'une durée de 8 ans pour l'évacuation de la moitié de sa production électrique et a obtenu le bénéfice du décret « Cogen »¹ pour la vente de la seconde moitié de sa production pour une période devant aller jusqu'en 2013. Toutefois, fin 2010, MVM a informé BE ZRT de son intention de demander la résiliation de ce contrat, devenu non rentable à la suite de l'évolution des prix de l'électricité, ce qui, faute d'accord, laisse présager un litige entre ces sociétés. Pour sa part, la Hongrie a adopté le 16 mars 2011 un amendement à la loi sur l'électricité mettant fin à tout support à la cogénération en Hongrie à compter de juillet 2011, et prévoyant que les tarifs chaleurs seraient désormais régulés, les prix devant être fixés par le Gouvernement sur proposition des sociétés de distribution (et non des producteurs).

Par ailleurs, ayant investi dans BE ZRT, postérieurement à sa privatisation, à des conditions spécifiques aujourd'hui remises en cause, EDF International a adressé, le 26 septembre 2008, à l'Etat hongrois, une lettre lui notifiant l'entrée dans une phase de négociation pré-arbitrale au titre du Traité sur la Charte de l'Énergie (« TCE ») et du traité franco-hongrois sur la protection des investissements. A la suite de celle-ci, EDF International a envoyé, le 12 mai 2009, une notification d'arbitrage à l'Etat hongrois sur le fondement du TCE, en application du règlement CNUDCI. Une première audience consacrée à la procédure a eu lieu le 25 septembre 2009, qui a fixé le calendrier de l'arbitrage et placé le siège de celui-ci en Suisse, soit en-dehors de l'Union européenne. EDF International devait finaliser son mémoire pour le 26 mars 2010. Par deux accords consécutifs des parties, validés par le Tribunal arbitral, la date limite de dépôt a été étendue jusqu'au 15 avril 2010. Puis par accord du 15 avril 2010, les parties ont convenu de suspendre l'arbitrage jusqu'au 31 décembre 2010. Enfin à la demande du gouvernement hongrois, ce délai a été reporté une nouvelle fois au 30 avril 2011, par un accord du 21 décembre 2010, en vue de permettre la recherche d'une solution amiable.

1. Décret définissant les modalités, dont le tarif, pour les énergies renouvelables et la cogénération adopté par le Gouvernement hongrois le 28 novembre 2008, dit décret « Cogen ».

Compte tenu des dernières évolutions, la relance de l'arbitrage en 2011 est probable. EDF International a adressé le 24 février 2011 à la Hongrie une nouvelle notification d'arbitrage sur le fondement du TCE, afin de contester non seulement la résiliation des PPA mais aussi les mesures adoptées par la Hongrie en 2011, étant entendu que le souhait serait de joindre les deux procédures.

• SSE

Le régulateur slovaque a adopté, en 2002 une résolution fixant les tarifs de l'électricité applicables pour 2003 sans attendre la publication d'un décret spécifique en la matière. Sept sociétés ont contesté la procédure et porté l'affaire devant la Cour constitutionnelle en 2004. Elles ont obtenu gain de cause en 2006, la Cour constitutionnelle déclarant nulle ladite résolution du régulateur.

Ces sociétés, estimant de ce fait que les prix pour 2003 n'avaient pas été valablement fixés et que les tarifs 2002, moins élevés, devaient s'appliquer ont attaqué l'État en vue d'un remboursement. Elles ont été déboutées, le tribunal ayant jugé que la seule conséquence de cette erreur du régulateur avait consisté en un enrichissement sans cause des fournisseurs d'électricité.

À la suite de cette décision, une société cliente de SSE a engagé le 4 septembre 2009 une action en justice contre cette dernière, demandant le remboursement de la somme de 780 905 euros correspondant à la différence entre le montant perçu par SSE en application des tarifs 2003 indûment fixés par le régulateur et le montant que SSE aurait perçu en appliquant les tarifs 2002.

Cinq autres clients de SSE ont également déposé des recours similaires fin 2009 et début 2010, pour une réclamation globale d'environ 10 millions d'euros, ramenée à 5 millions d'euros environ après le désistement de l'un d'entre eux.

SSE a également engagé, le 6 juillet 2010, un recours similaire, pour les mêmes motifs, à l'encontre de son fournisseur d'électricité SE, lui réclamant un montant de 37,5 millions d'euros (le montant réclamé à SE se distingue de celui réclamé à SSE par ses clients).

20.6 ●● Changement significatif de la situation financière ou commerciale

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2010 et la date de dépôt du présent document de référence sont mentionnés à la note 49 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010 pour les événements intervenus avant le

L'ensemble de ces recours n'en est encore qu'à son stade de démarrage.

20.5.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2010

Syndicat National des Producteurs Indépendants d'Électricité Thermique (SNPIET)

Le 1^{er} décembre 2010, le Syndicat National des Producteurs Indépendants d'Électricité Thermique (SNPIET) a saisi l'Autorité de la concurrence d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires. Le SNPIET fait état de pratiques anticoncurrentielles qui auraient été mises en œuvre par EDF et RTE dans le but d'évincer les producteurs autonomes membres du SNPIET, dans le cadre des appels d'offres pour les réserves rapide et complémentaire lancés par RTE en 2005 et 2007 et de la négociation avec EDF des contrats d'achat d'électricité sur le marché libre en sortie d'obligations d'achat. Après échanges contradictoires, une séance de l'Autorité de la concurrence statuant sur la recevabilité de la saisine au fond et la demande de mesures conservatoires du SNPIET a été fixée au 10 mai 2011.

SPE - Recours de l'association Test-Achats

L'association belge de consommateurs Test-Achats a intenté le 17 mai 2010 un recours en annulation devant le Tribunal de l'Union européenne contre la décision de la Commission européenne du 12 novembre 2009 autorisant l'acquisition par EDF de l'opérateur belge SPE. Test-Achats allègue notamment que la Commission européenne n'aurait pas suffisamment pris en compte dans son instruction le fait que des acteurs français ayant un actionnaire commun prendraient le contrôle du secteur de l'électricité en Belgique. L'intervention volontaire d'EDF au soutien de la Commission a été acceptée par le Tribunal et la procédure écrite a été clôturée le 8 mars 2011. Le Tribunal a convoqué les parties à une audience prévue le 11 mai 2011.

14 février 2011, date d'arrêté des comptes par le Conseil d'administration et pour les événements postérieurs au 14 février 2011, à la section 12.1 (« Événements postérieurs à la clôture ») du présent document de référence.

