

E ● ● Annexe

COMPTES SOCIAUX D'EDF SA ET RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

États financiers

Comptes de résultat	454
Bilans	456
Tableaux de flux de trésorerie	458
Annexes aux comptes annuels	461
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	509

●● Comptes de résultat

(en millions d'euros)	Notes	2010	2009
CHIFFRE D'AFFAIRES ⁽¹⁾	4	40 906	38 895
Production stockée		275	193
Production immobilisée		441	399
Subventions d'exploitation	5	2 615	2 672
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	6	2 793	3 711
Transferts de charges		253	185
Autres produits d'exploitation	7	659	897
I – TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION		47 942	46 952
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	8	31 420	30 156
Achats consommés de combustibles		3 284	2 820
Achats d'énergie		9 892	9 821
Autres achats consommés de biens		996	1 107
Achats de services		17 248	16 408
Impôts, taxes et versements assimilés	9	2 627	2 899
Sur rémunérations		128	116
Liés à l'énergie		1 556	1 301
Autres		943	1 482
Charges de personnel	10	5 502	5 290
Salaires et traitements		3 377	3 265
Charges sociales		2 125	2 025
Dotations d'exploitation		3 592	3 673
Sur immobilisations : dotations aux amortissements	11	1 979	1 861
Sur immobilisations : dotations aux provisions pour dépréciation	12	13	47
Sur actif circulant : dotations aux provisions pour dépréciation	12	162	159
Pour risques et charges : dotations aux provisions	12	1 438	1 606
Autres charges d'exploitation	13	1 108	1 008
II – TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION		44 249	43 026
Résultat d'exploitation (I - II)		3 693	3 926
Opérations en commun			
III – Bénéfice attribué ou perte transférée		9	1
IV – Perte supportée ou bénéfice transféré		3	6
Produits financiers			
Produits financiers de participations		1 710	715
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé		358	814
Autres intérêts et produits assimilés		30	1 992
Reprises sur provisions et transferts de charges		925	2 484
Gains de change réalisés		2 755	4 223
Produits nets sur cessions de valeurs mobilières de placement		59	113
V – TOTAL DES PRODUITS FINANCIERS		5 837	10 341

●● Comptes de résultat (suite)

(en millions d'euros)	Notes	2010	2009
Dotations financières aux amortissements et provisions		3 102	2 371
Intérêts et charges assimilées		1 827	3 769
Pertes de change réalisées		2 697	4 058
Charges nettes sur cessions de valeurs mobilières de placement		12	70
VI – TOTAL DES CHARGES FINANCIÈRES		7 638	10 268
Résultat financier (V - VI)	14	(1 801)	73
Résultat courant avant impôts (I - II + III - IV + V - VI)		1 898	3 994
Produits exceptionnels sur opérations en capital		538	1 668
Reprises sur provisions et transferts de charges		568	641
VII – TOTAL DES PRODUITS EXCEPTIONNELS		1 106	2 309
Charges exceptionnelles sur opérations en capital :		505	979
- Valeurs comptables des éléments immobiliers et financiers cédés		502	808
- Autres		3	171
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions :		347	343
- Dotations aux provisions réglementées		189	186
- Dotations aux amortissements et autres provisions		158	157
VIII – TOTAL DES CHARGES EXCEPTIONNELLES		852	1 322
Résultat exceptionnel (VII - VIII)	15	254	987
IX – IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	16	660	401
Total des produits (I + III + V + VII)		54 894	59 603
Total des charges (II + IV + VI + VIII + IX)		53 402	55 023
BÉNÉFICE OU PERTE		1 492	4 580

(1) Dont production en 2010 de biens à l'exportation pour 5 392 millions d'euros et de services à l'exportation pour 491 millions d'euros.

●● Bilans

ACTIF <i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2010			31/12/2009
		Montants bruts	Amortissements ou provisions	Montants nets	Montants nets
Immobilisations incorporelles	17, 18	1 018	253	765	708
Terrains		111	4	107	119
Constructions		9 084	5 939	3 145	3 137
Installations techniques, matériels et outillages industriels		56 812	38 607	18 205	18 002
Autres immobilisations corporelles		1 066	710	356	305
Immobilisations corporelles du domaine propre	17, 18	67 073	45 260	21 813	21 563
Terrains		37	-	37	36
Constructions		8 505	5 276	3 229	3 226
Installations techniques, matériels et outillages industriels		2 968	1 503	1 465	1 398
Autres immobilisations corporelles		11	10	1	1
Immobilisations corporelles du domaine concédé	17, 18	11 521	6 789	4 732	4 661
Travaux en cours		5 647	-	5 647	4 567
Avances et acomptes versés		1 208	-	1 208	1 066
Immobilisations corporelles en cours	17	6 855	-	6 855	5 633
Immobilisations incorporelles en cours	17	892	-	892	739
Participations et créances rattachées		51 135	928	50 207	45 581
Titres immobilisés		13 192	341	12 851	11 224
Prêts et autres immobilisations financières		4 409	-	4 409	9 207
Immobilisations financières	19, 20, 23	68 736	1 269	67 467	66 012
TOTAL I – ACTIF IMMOBILISÉ		156 095	53 571	102 524	99 316
Matières premières		7 603	12	7 591	7 146
Autres approvisionnements		726	153	573	577
En cours de production et autres stocks		10	-	10	16
Stocks et en-cours	22	8 339	165	8 174	7 739
Avances et acomptes versés sur commandes	23	688	-	688	473
Créances clients et comptes rattachés		12 582	245	12 337	11 038
Autres créances d'exploitation		6 038	4	6 034	6 088
Créances d'exploitation	23	18 620	249	18 371	17 126
Valeurs mobilières de placement	24, 25	10 016	2	10 014	5 261
Instruments de trésorerie	23	2 013	-	2 013	1 185
Disponibilités	25	1 576	-	1 576	2 206
Charges constatées d'avance	23	483	-	483	565
Autres actifs courants		14 088	2	14 086	9 217
TOTAL II – ACTIF CIRCULANT		41 735	416	41 319	34 555
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		282	-	282	129
Primes de remboursement des obligations (IV)		256	43	213	165
Écarts de conversion – Actif (V)	26	110	-	110	66
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		198 478	54 030	144 448	134 231

PASSIF (en millions d'euros)	Notes	31/12/2010	31/12/2009
Capital		924	924
Primes liées au capital social			
Primes d'émission		7 033	7 033
Primes de fusion		25	25
Écarts de réévaluation			
Réserve spéciale – loi du 28/12/59		713	631
Réserve réglementée – loi du 29/12/76		16	16
Réserves diverses		3 000	-
Réserves réglementées			
Réserve légale		92	91
Report à nouveau		4 917	5 450
Résultat de l'exercice		1 492	4 580
Acomptes sur dividendes		(1 054)	(1 002)
Subventions d'investissement reçues		127	86
Provisions réglementées			
Provisions relatives aux immobilisations amortissables (loi du 30/12/1977)		15	17
Amortissements dérogatoires		6 719	6 910
Capitaux propres	27	24 019	24 761
Comptes spécifiques des concessions	28	1 909	1 967
TOTAL I – FONDS PROPRES		25 928	26 728
Provisions pour risques	29	349	294
Provisions pour charges			
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé		230	219
Aval du cycle nucléaire	30	15 360	15 030
Déconstruction et derniers cœurs	30	13 419	12 958
Avantages au personnel	31	10 267	9 695
Autres charges	32	749	1 347
TOTAL II – PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES		40 374	39 543
Emprunts obligataires et autres emprunts		37 859	32 902
Avances sur consommation reçues		134	149
Autres dettes		1 385	1 324
Dettes financières	33, 34	39 378	34 375
Avances et acomptes reçus	33	4 873	4 281
Fournisseurs et comptes rattachés		8 958	9 645
Dettes fiscales et sociales		5 335	5 041
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés		1 423	1 498
Autres dettes		11 497	8 221
Dettes d'exploitation, d'investissement et divers	33	27 213	24 405
Instruments de trésorerie	33	1 259	1 314
Produits constatés d'avance	33	5 244	3 400
TOTAL III – DETTES		77 967	67 775
Écarts de conversion – Passif (IV)	26	179	185
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		144 448	134 231

●● Tableaux de flux de trésorerie

(en millions d'euros)		31/12/2010	31/12/2009
Opérations d'exploitation			
Résultat avant impôt		2 152	4 981
Amortissements et provisions		2 747	(522)
Plus- ou moins-values de cessions		(31)	(649)
Élimination des produits et charges financières		(329)	83
Variation du besoin en fonds de roulement		137	(726)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		4 676	3 167
Frais financiers nets décaissés dont dividendes reçus		589	196
Impôts sur le résultat payés		(1 128)	573
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	(A)	4 137	3 936
Opérations d'investissements			
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles		(3 939)	(3 529)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		49	55
Variation d'actifs financiers		(6 311)	(10 994)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	(B)	(10 201)	(14 468)
Opérations de financement			
Émissions d'emprunts et conventions de placements		7 978	25 570
Remboursements d'emprunts et conventions de placements		(3 256)	(13 369)
Dividendes versés		(2 163)	(1 228)
Participations reçues sur les ouvrages en concession		16	13
Subventions d'investissement reçues		40	41
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	(C)	2 615	11 027
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(A) + (B) + (C)	(3 449)	495
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture *		895	360
Incidence des variations de change		(8)	7
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents		41	33
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE *		(2 521)	895

* Les postes « Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture et à la clôture » ne comprennent pas les OPCVM, ni les Titres de Créances Négociables (TCN) supérieurs à trois mois. La réconciliation de la trésorerie à l'ouverture et à la clôture avec les postes de bilan est présentée dans la note 25.

Note 1 Principes et méthodes comptables	461	Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers	475
1.1 Référentiel comptable	461	Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés	475
1.2 Estimations de la Direction	461	Note 10 Charges de personnel	475
1.3 Chiffre d'affaires	461	Note 11 Dotations aux amortissements	476
1.4 Immobilisations incorporelles	462	Note 12 Dotations aux provisions	476
1.5 Immobilisations corporelles	462	Note 13 Autres charges d'exploitation	476
1.6 Dépréciation des actifs à long terme	463	Note 14 Résultat financier	477
1.7 Immobilisations financières	463	Note 15 Résultat exceptionnel	477
1.8 Stocks et en-cours	464	Note 16 Impôts sur les bénéfices	478
1.9 Créances d'exploitation et trésorerie	465	16.1 Groupe fiscal	478
1.10 Comptes de régularisation	465	16.2 Impôt sur les sociétés	478
1.11 Conversions des dettes et créances en devises	465	16.3 Situation fiscale différée ou latente	479
1.12 Provisions réglementées	466	Note 17 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles	480
1.13 Comptes spécifiques des concessions	466	Note 18 Amortissements et provisions des immobilisations incorporelles et corporelles	481
1.14 Provisions pour risques et charges	467	Note 19 Actifs dédiés	481
1.15 Provisions et engagements en faveur du personnel	468	19.1 Réglementation	481
1.16 Instruments dérivés	469	19.2 Composition et évaluation des actifs dédiés	482
1.17 Contrats de matières premières	470	19.3 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme	483
1.18 Actions gratuites	470	Note 20 Immobilisations financières	483
Note 2 Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes	470	20.1 Variations des immobilisations financières	483
2.1 Concessions de Forces Hydrauliques	470	20.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %	484
2.2 Application de la loi du 9 novembre 2010 reportant l'âge de départ à la retraite	470	20.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %	485
2.3 Loi NOME	471	20.4 Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)	485
2.4 Prolongation de la durée d'application du Tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TaRTAM)	471	20.5 Variations des actions propres	485
2.5 CSPE	471	Note 21 Informations concernant les entreprises liées	486
Note 3 Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice	472	21.1 Relations avec les filiales	486
3.1 Émissions obligataires	472	21.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État	486
3.2 Annulation de la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003	472	Note 22 Stocks et en-cours	487
3.3 Exeltium	472	Note 23 Créances	488
3.4 Prolongation de 10 ans d'un réacteur de la centrale de Tricastin	472	Note 24 Valeurs mobilières de placement	488
3.5 Affectation des titres RTE EDF Transport au portefeuille d'actifs dédiés	473	Note 25 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie	489
Note 4 Chiffre d'affaires	473	Note 26 Écarts de conversion actif et passif	489
Note 5 Subventions d'exploitation	473	Note 27 Variation des capitaux propres	490
Note 6 Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	474	Note 28 Comptes spécifiques des concessions	491
Note 7 Autres produits d'exploitation	474		

Note 29	Provisions pour risques et passifs éventuels	491
Note 30	Provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction	492
30.1	Provisions pour aval du cycle nucléaire	492
30.2	Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	493
30.3	Taux utilisé pour les provisions	495
Note 31	Avantages du personnel	496
31.1	Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	496
31.2	Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	496
31.3	Hypothèses actuarielles	497
31.4	Variation de la valeur actualisée de l'obligation et des actifs de couverture	497
Note 32	Provisions pour autres charges	498
Note 33	Dettes	499
Note 34	Dettes financières	500
34.1	Ventilation des emprunts par devises avant et après swaps de couverture	501
34.2	Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après swaps de couverture	501
Note 35	Instruments financiers	502
35.1	Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice	503
35.2	Juste valeur des instruments financiers dérivés	503
Note 36	Engagements et opérations non inscrites au bilan	504
36.1	Engagements hors bilan donnés	504
36.2	Engagements hors bilan reçus	506
36.3	Autres natures d'engagements	506
Note 37	Environnement	507
37.1	Quotas d'émission de gaz à effet de serre	507
37.2	Certificats d'économies d'énergie	507
37.3	Fonds Carbone	508
Note 38	Rémunération des mandataires sociaux	508
Note 39	Événement postérieur à la clôture	508

●● Annexe aux comptes annuels

Électricité de France SA (EDF), maison mère du groupe EDF, exerce des activités de production et de commercialisation d'électricité et de gaz. EDF porte également l'ensemble des activités des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI : Corse et départements d'outre-mer).

Note 1 - Principes et méthodes comptables

1.1 ●● Référentiel comptable

EDF présente ses comptes annuels selon les principes et méthodes comptables définis par le plan comptable général tel que présenté par le règlement n° 99-03 du Comité de la Réglementation Comptable du 29 avril 1999 et complétés des règlements subséquents.

1.2 ●● Estimations de la Direction

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 pourraient différer des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables au titre desquelles EDF a recours à des estimations et jugements sont l'évaluation des provisions nucléaires, des engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi, des quantités d'énergie livrées non relevées non facturées ainsi que l'évaluation de la provision au titre du Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM).

1.3 ●● 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 d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie achetées auprès de la filiale ERDF et refacturées aux clients finals.

EDF constate les ventes quand :

- l'existence d'un contrat est acquise ;
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée) ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

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

Les quantités d'énergie livrées aux clients d'EDF non relevées non facturées en fin de période sont déterminées à partir des quantités consommées par les sites du responsable d'équilibre EDF, diminuées des quantités facturées et après prise en compte des pertes évaluées selon une méthode statistique présentée à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). La valorisation de ces quantités est calculée sur la base d'un prix moyen déterminé par référence à l'énergie facturée du dernier mois.

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

Les opérations de vente d'énergie à EDF Trading, société du Groupe en charge de l'activité négoce, sont comptabilisées pour leur valeur contractuelle.

1.4 ●● Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels, de concessions, brevets et droits similaires, de droits d'exploitation, de frais de développement, de réservation de capacité de stockage, et de quotas d'émissions de gaz à effet de serre.

Une immobilisation incorporelle résultant du développement d'un projet est comptabilisée en immobilisation lorsque l'entreprise 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.

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

En application de l'ordonnance n° 2004-330 du 14 avril 2004, l'État affecte aux exploitants depuis le 1^{er} janvier 2005, pour une période déterminée, une quantité fixe de quotas représentatifs d'une tonne d'équivalent dioxyde de carbone dans le cadre du plan national d'allocation des quotas (PNAQ).

Les quotas d'émission de gaz à effet de serre sont enregistrés, conformément à l'avis du Conseil National de la Comptabilité n° 2004-C du 23 mars 2004, en immobilisations incorporelles à la valeur du marché constatée à la date d'inscription des quotas dans le fichier SERINGAS géré par la Caisse de Dépôt et Consignation. La contrepartie au passif du bilan est un compte de régularisation spécifique figurant dans la rubrique « Autres dettes ».

Les immobilisations incorporelles, à l'exclusion des quotas d'émission de gaz à effet de serre, sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

1.5 ●● Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles, inscrites à l'actif du bilan, sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production ou à leur valeur réévaluée, diminué du cumul des amortissements et des provisions pour dépréciation :

- la valeur d'entrée à l'actif est égale au coût réel d'achat ou à un coût de production qui comprend, outre les facturations de tiers, les moyens propres engagés directement par l'entreprise ;
- la valeur réévaluée a été déterminée conformément à la loi du 28 décembre 1959 pour les immobilisations mises en service antérieurement au 1^{er} janvier 1960, et en application des textes législatifs et réglementaires pour les ouvrages entrés à l'actif avant le 1^{er} janvier 1977.

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.

Dans le cadre de la mise en œuvre du règlement CRC n° 2000-06 sur les passifs, confirmé par le règlement du Comité d'urgence n° 2005-H, des actifs ont été comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre d'obligations liées à la déconstruction des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flamme d'une part, et de la provision pour derniers cœurs d'autre part.

À la date de mise en service, ces actifs, classés en immobilisations corporelles, sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie.

Ils sont amortis selon la durée de vie et le mode d'amortissement des installations auxquelles ils sont associés.

Aucun actif n'a été comptabilisé lorsque l'obligation est rattachée à une installation totalement amortie.

Les coûts d'emprunt des capitaux utilisés pour financer les installations ainsi que les dépenses de pré-exploitation sont comptabilisés en charges.

Les immobilisations corporelles d'EDF sont constituées de biens propres d'une part et de biens concédés d'autre part.

1.5.1 Domaine propre

Les immobilisations du domaine propre sont essentiellement constituées des installations nucléaires.

Dans le cas spécifique des centrales nucléaires en service, sont inclus dans la valeur de ces immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations ;
- 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, et 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 selon la durée de vie résiduelle de la dernière tranche du palier auquel ces pièces sont destinées.

Une perte de valeur est constatée au titre des centrales thermiques à flamme mises en réserve d'exploitation pour lesquelles il existe une faible probabilité de remise en service.

1.5.2 Domaine concédé

EDF est concessionnaire de deux types de concessions de service public :

- concessions de distribution publique, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- concessions de Forces Hydrauliques, ayant pour concédant l'État.

1.5.2.1 Concessions de distribution publique d'électricité

EDF est concessionnaire des réseaux de distribution publique insulaires (Corse, DOM).

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Les contrats de concession 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.

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé à l'actif du bilan, quelle que soit l'origine du financement. La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

Ces immobilisations corporelles sont évaluées au coût diminué du cumul des amortissements. Elles sont amorties selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimée.

1.5.2.2 Concessions de Forces Hydrauliques

Les contrats de concession de Forces Hydrauliques 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...), et pour les concessions renouvelées récemment, les ouvrages de production et d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé. Ces immobilisations corporelles sont évaluées au coût diminué du cumul des amortissements. Elles sont amorties sur leur durée d'utilité qui correspond en général à la durée des concessions.

Les immobilisations concédées donnent lieu à un complément d'amortissement de caducité qui vient compléter l'amortissement industriel pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession.

1.5.3 Modes et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties selon le mode linéaire.

Pour les principaux ouvrages, les durées d'utilité estimées pour la détermination de l'amortissement industriel sont les suivantes :

• Barrages hydroélectriques	75 ans
• Matériel électromécanique des usines hydroélectriques	50 ans
• Centrales thermiques à flamme	30 à 45 ans
• Installations de production nucléaire	40 ans
• Installations de distribution (lignes, postes de transformation)	20 à 45 ans

1.6 ●● Dépréciation des actifs à long terme

EDF apprécie à chaque clôture des comptes et à chaque arrêté intermédiaire s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est effectué :

- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés ;

- 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 ;
- les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme.

Ce test de dépréciation repose sur des plans d'affaires et des hypothèses validés par la Direction.

1.7 ●● Immobilisations financières

1.7.1 Titres de participation et titres immobilisés

Les titres de participation sont valorisés au coût d'acquisition réévalué le cas échéant, pour les titres entrés en portefeuille avant le 1^{er} janvier 1977, en substituant aux valeurs historiques les valeurs vénales à fin 1976 lorsque celles-ci étaient supérieures aux premières.

Les plus- ou moins-values de cession des titres immobilisés et titres de participation sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré premier sorti ».

Selon les dispositions de l'avis n° 2007C du 15 juin 2007 du Comité d'urgence, les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes liés à l'acquisition des titres de participation immobilisés, sont rattachés au coût d'acquisition de l'immobilisation. Les titres concernés relèvent de l'article 39.1.5 du Code général des impôts. Pour les autres titres immobilisés, ces frais sont comptabilisés en charges. L'étalement fiscal des frais d'acquisition est comptabilisé dans un compte d'amortissements dérogatoires.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, une provision pour dépréciation est constituée pour la différence.

La valeur d'utilité des titres cotés des entités non consolidées est déterminée sur la base du cours de bourse.

Pour les titres non cotés et les titres cotés des sociétés consolidées par le groupe EDF, la valeur d'utilité est déterminée à partir des capitaux propres ou des actifs nets consolidés corrigés prenant en compte, le cas échéant, des éléments d'évaluation à dire d'experts et des informations connues depuis la clôture du dernier exercice.

1.7.2 Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille

EDF a constitué deux portefeuilles de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) :

- le premier est composé d'actifs financiers dédiés, destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan. Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPVCM et de fonds dits réservés, constitués par EDF pour son usage exclusif ;
- le second est constitué de titres acquis pour en retirer, à plus ou moins longue échéance, une rentabilité satisfaisante et sans intervenir dans la gestion des sociétés dont les titres sont détenus.

Par ailleurs, sont également classées en titres immobilisés les actions propres achetées dans le cadre de la couverture d'obligations liées à des titres de créance donnant accès au capital, d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement, d'une opération de croissance

externe ou d'une réduction de capital, en application de l'avis n° 98-D du 17 décembre 1998 du Comité d'urgence du Conseil National de la Comptabilité.

Les actions sont enregistrées pour leur coût d'acquisition. En application du règlement 99-03 du CRC et de l'avis n° 2005-J du 6 décembre 2005 du Comité d'urgence, les droits de mutations, les honoraires, les commissions, les frais d'actes et les frais d'acquisition sont comptabilisés en charge, conformément à l'option retenue pour les autres titres immobilisés et les titres de placement.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. À la clôture, si la valeur d'inventaire d'un titre est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels sur les autres titres. Pour les titres cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte du cours de bourse. Pour les titres non cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus.

1.7.3 Autres immobilisations financières

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amenée à accorder des prêts en devises à ses filiales. Afin de réduire son exposition au risque de change, le Groupe finance ces prêts principalement par des émissions courts termes au travers de papier commerciaux en devises et en euros complétées par un recours à des instruments dérivés de change.

1.8 ●● Stocks et en-cours

Le coût d'entrée des stocks comprend les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main-d'œuvre ainsi que les dépenses qui ont été encourues pour amener les stocks à l'endroit et dans l'état où ils se trouvent. Les stocks sont ensuite évalués en utilisant la méthode du coût moyen pondéré.

1.8.1 Matières et combustible nucléaire

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

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

Les matières et combustible nucléaire 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...).

Du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007, le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées.

Les charges financières engendrées par le financement du stock de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période.

EDF ne valorise pas l'uranium issu du retraitement, compte tenu des incertitudes relatives à son utilisation future.

Les sorties de stocks de combustible nucléaire sont évaluées selon la méthode du coût moyen pondéré appliquée à chacune des composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages).

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante sur la base des quantités prévisionnelles épuisées par kWh produit. À chaque fin de campagne, un inventaire est réalisé sur la base de mesures neutroniques et donne lieu à correction du stock.

1.8.2 Autres combustibles

Les stocks « Autres combustibles » sont constitués de matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme.

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré appliquée à chacune des composantes.

1.8.3 Matières et matériel d'exploitation

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré. Les coûts d'achat directs et indirects sont inclus dans le coût d'entrée.

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 pièces de rechange de sécurité utilisées pour les centrales nucléaires nécessitant des délais, des exigences de fabrication et des conditions d'utilisation spécifiques sont enregistrées en immobilisations corporelles.

1.9 ●● Créances d'exploitation et trésorerie

1.9.1 Créances d'exploitation

Les créances clients sont inscrites à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée, relevée et non facturée et celles relatives à l'énergie livrée non relevée et non facturée.

Une provision pour charges afférentes à l'énergie non relevée et non facturée est constituée pour faire face aux dépenses restant à engager.

Une provision pour dépréciation est constituée lorsque la valeur d'inventaire des créances, basée sur la probabilité de leur recouvrement déterminée statistiquement ou au cas par cas selon la typologie de créances, est inférieure à leur valeur comptable. Le risque associé aux créances douteuses est apprécié individuellement.

1.8.4 Gaz destiné au négoce

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achats directs et indirects, notamment le coût de transport.

La dépréciation du stock est déterminée en fonction de la valeur de réalisation nette soit le prix de vente futur.

1.9.2 Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. Elles sont évaluées à la clôture à leur valeur d'utilité.

En ce qui concerne les valeurs cotées, la valeur d'utilité correspond au cours de bourse de fin d'exercice. La valeur d'inventaire pour les titres non cotés correspond à la valeur probable de négociation des titres, appréciée en tenant compte des perspectives d'évolution de l'entreprise.

Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les gains potentiels non comptabilisés.

Les plus- ou moins-values de cession des valeurs mobilières de placement sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré, premier sorti ».

Les actions propres achetées dans le cadre d'une attribution aux salariés et affectées à un plan sont également comptabilisées en valeurs mobilières de placement. À compter de la date de mise en œuvre de l'avis n° 2008-17 du 6 novembre 2008 du Conseil National de la Comptabilité, ces titres ne sont plus dépréciés en fonction de leur valeur de marché.

1.10 ●● Comptes de régularisation

Les primes de remboursement sont amorties linéairement sur la durée de chaque emprunt (ou de chaque tranche d'emprunt en cas d'emprunt multi-échéances).

Les commissions et frais externes supportés par EDF à l'occasion de

l'émission d'emprunts font l'objet d'un étalement linéaire sur la durée de vie des emprunts.

1.11 ●● Conversions des dettes et créances en devises

Les dettes et créances en monnaies étrangères sont évaluées au cours du change de fin d'exercice. L'écart de conversion dégagé est inscrit au bilan sous une rubrique spéciale « Écarts de conversion actif ou passif ». Les pertes latentes de change sur emprunts en devises non couverts

pour leur risque de change sont provisionnées en totalité. Les gains latents ne sont pas enregistrés en compte de résultat.

Les écarts de conversion sur les swaps adossés aux emprunts sont enregistrés sous cette rubrique en contrepartie du poste « Instruments de trésorerie ».

1.12 ●● Provisions réglementées

Sont notamment enregistrés sous cette rubrique :

- les amortissements dérogatoires des installations de production et de distribution calculés selon le mode dégressif ;
- les amortissements accélérés des installations de désulfuration des cheminées des centrales thermiques à flamme ;
- les amortissements dérogatoires des logiciels créés par la Société.

1.13 ●● Comptes spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité de SEI et aux concessions de Forces Hydrauliques.

Constatations des passifs spécifiques des concessions de distribution publique de SEI

Ces passifs sont représentatifs des obligations contractuelles des cahiers des charges des concessions et sont annuellement présentés aux concédants :

- 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 sont constitués des rubriques suivantes :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
 - la provision pour renouvellement, assise en général sur la différence entre la valeur de renouvellement à la date d'arrêt des comptes et la valeur d'origine, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Les dotations annuelles à la provision correspondent à l'écart entre la valeur de remplacement ré-appréciée chaque année en date de clôture et la valeur d'origine, diminué des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée d'utilité résiduelle des biens. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

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.

L'évaluation des passifs des concessions est soumise à des aléas de coûts et de décaissements.

Constatation des passifs spécifiques des concessions de Forces Hydrauliques

Ces passifs sont constitués :

- de la contre-valeur des remises gratuites et des participations reçues ;
- des écarts de réévaluation correspondant aux réévaluations des biens effectuées en application des textes législatifs, pour les biens mis en service avant le 1^{er} janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1^{er} janvier 1977 ;
- et depuis le 1^{er} janvier 2009 (mise en œuvre du décret d'application n° 2008-1009 du 26 septembre 2008), d'un amortissement de caducité pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession, complétant l'amortissement industriel et calculé sur une assiette correspondant à la valeur nette comptable des biens en fin de concession pour la quote-part financée par le concessionnaire.

Dans le prolongement des modifications apportées au traitement comptable des concessions de Forces Hydrauliques au 1^{er} janvier 2009, l'écart de réévaluation 1959 est transféré dans les capitaux propres lors des retraits d'immobilisations.

L'écart net de réévaluation correspondant à la réévaluation 1976 fait l'objet d'une reprise au compte de résultat sur la durée de vie résiduelle des biens.

Les contre-valeurs des remises gratuites et des participations reçues sont reprises au compte de résultat sur la durée de vie des biens.

1.14 ●● Provisions pour risques et charges

Les provisions pour risques et charges sont comptabilisées par l'entreprise si les trois conditions suivantes sont remplies :

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

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

Les éventuels changements d'estimations des provisions à long terme sont enregistrés conformément aux règlements CRC n° 2000-06 et Comité d'urgence n° 2005-H.

Les profits résultant de la sortie attendue d'actifs ne sont pas pris en compte dans l'évaluation des provisions, même si les sorties d'actifs sont étroitement liées aux événements ayant donné lieu aux provisions.

Lorsqu'il est attendu que tout ou partie de la dépense nécessaire à l'extinction d'une obligation, qui a fait l'objet d'une provision, sera remboursée par une autre partie, la créance est comptabilisée si et seulement si l'entreprise a la quasi-certitude de recevoir le remboursement.

Dans des cas extrêmement rares, 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 actifs et passifs éventuels ne sont pas comptabilisés.

Les provisions pour risques et charges sont notamment destinées à couvrir :

- les pertes latentes de change ;
- les charges afférentes à l'énergie non relevée et non facturée pour faire face aux dépenses restant à engager ;
- les pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie électrique ou de gaz :
 - les pertes sur contrats d'achat d'énergie évaluées en comparant le coût d'achat aux conditions contractuelles et le prix prévisionnel de l'électricité sur le marché européen,

- les pertes sur contrats de vente d'énergie électrique évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût de production de l'énergie à livrer calculé par référence au coût de production nucléaire,
- les pertes sur contrats de vente de gaz évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût d'approvisionnement.
- les dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution ;
- 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 pour l'ensemble du combustible. La provision porte sur la totalité du combustible engagé dans les réacteurs, quel que soit leur degré d'irradiation ; la provision couvre également les charges de gestion des déchets radioactifs issus de la déconstruction des centrales nucléaires ;
- 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 coûts des révisions décennales des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flamme.

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 flux 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 spécifiques à la France.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Le changement d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis serait enregistré :

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

1.15 ●● Provisions et engagements en faveur du personnel

Suivant la réglementation statutaire relative à la branche des Industries électriques et gazières (IEG), les agents d'EDF bénéficient d'avantages pendant leur période d'activité et d'inactivité.

1.15.1 Modes de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

En application de l'avis n° 2000-A du Comité d'urgence du CNC publié le 6 juillet 2000 et de l'article 335.1 alinéa 2 du Plan Comptable Général, EDF a opté au 1^{er} janvier 2005, pour la comptabilisation des avantages postérieurs à l'emploi accordés 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 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, conformément à la recommandation n° 2003-R01 du CNC :

- 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, et prenant en compte l'allongement de la durée de cotisation des agents nécessaire pour ouvrir droit à pension à taux plein) ;
- des effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir du taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- 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 IEG ;
- d'un taux d'actualisation fondé sur le taux à la clôture des obligations des entreprises de première catégorie, 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 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.

Les droits acquis au cours de l'exercice sont comptabilisés en dotation aux provisions et les charges d'actualisation sont enregistrées en résultat financier.

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

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 retraites correspondent aux droits spécifiques des agents qui sont 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 (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 CNIÉG qui sont à la charge de l'entreprise, la CNIÉG 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 soule 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** : ils 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.

1.15.3 Engagements concernant les autres avantages long terme

Ces avantages concernent les agents en activité et 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.

1.16 ●● Instruments dérivés

1.16.1 Instruments de change court terme

Les instruments dérivés court terme sont constitués :

- d'options de change ;
- de swaps de change ;
- et de contrats de change à terme.

Pour les instruments qualifiés de couverture, les gains et pertes impactent le compte de résultat de manière symétrique au mode de comptabilisation des charges et produits de l'élément couvert.

Sont concernés par ce traitement comptable les swaps de change en couverture des approvisionnements de combustible libellés en devises.

Les instruments non qualifiés de couverture sont évalués comme suit :

- les instruments dérivés négociés sur les marchés organisés ou assimilables à un marché organisé sont évalués à leur valeur de marché à la date de clôture. La perte ou le gain de change latent est enregistré dans le résultat financier ;
- pour les instruments dérivés négociés sur un marché de gré à gré, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte ;
- les primes payées ou encaissées sur les options de change sont rapportées au résultat lors du dénouement des transactions.

Les instruments en vie à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilans financiers pour la valeur nominale des contrats.

1.16.2 Instruments de taux et de change long terme

L'un des principaux objectifs du cadre de gestion financière est de minimiser l'impact des risques de change et de taux sur les capitaux propres et le résultat. En matière de risque de change, l'endettement des entités (maison mère ou filiales) est réalisé dans leur devise locale. En cas d'opérations dans une devise différente de celle de l'entité, une couverture actif/passif est mise en place chaque fois que cela est possible.

Les instruments long terme sont constitués de swaps de taux et de swaps de devises.

Les dérivés affectés à une relation de couverture corrigent le résultat de change et la charge d'intérêts de la dette. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée. S'il n'est que partiellement couvert, la perte latente de change non couverte est provisionnée en totalité.

En l'absence de mise en place d'une relation de couverture :

- les instruments dérivés négociés sur les marchés organisés ou assimilables à un marché organisé sont évalués à leur valeur de marché à la date de clôture. La perte ou le gain de change latent est enregistré dans le résultat financier ;
- pour les instruments dérivés négociés sur un marché de gré à gré, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

Les instruments en vie à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

1.17 ●● Contrats de matières premières

Les instruments financiers à terme sur matières premières sont négociés dans une optique de couverture. Les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffre d'affaires ou en coût d'achats d'énergie, selon la nature des éléments couverts.

1.18 ●● Actions gratuites

Dans le cadre de l'attribution d'actions gratuites aux salariés, une provision pour risques et charges, représentative de l'obligation de livrer les actions, serait constituée en fonction des services déjà rendus par le salarié. Elle serait évaluée sur la base :

- de l'estimation du nombre d'actions à remettre aux salariés ;
- du prix d'acquisition des actions déjà acquises, déduction faite de la dépréciation de ces actions éventuellement constatée ;

- du cours de bourse des actions restant à acquérir ou du cours d'achat à terme augmenté de la prime si l'entreprise est couverte par des achats d'options d'achat d'actions propres.

La constitution de cette provision devrait être réévaluée à chaque arrêté précédant la livraison des actions.

Cette provision doit être reprise lors de la livraison des actions aux salariés.

Note 2 - Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes

2.1 ●● Concessions de Forces Hydrauliques

Le ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer, a rendu publique 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 au 31 décembre 2010 à ce titre.

2.2 ●● Application de la loi du 9 novembre 2010 reportant l'âge de départ à la retraite

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.

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.

2.3 ●● 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.

Les Taxes sur la Consommation Finale d'Électricité (TCFE) se substituent le 1^{er} janvier 2011 aux actuelles Taxes Locales sur l'Électricité. Les TCFE sont assises sur la quantité d'électricité consommée et non plus proportionnelles au montant de la facture.

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.

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

La loi du 7 décembre 2006 a instauré, sur le territoire métropolitain français, un Tarif réglementé transitoire d'ajustement de 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.

Ces prolongations successives se traduisent dans les comptes au 31 décembre 2010 par une charge supplémentaire de 280 millions d'euros au titre de la compensation des fournisseurs d'électricité sur le deuxième semestre 2010 et par une provision de 121 millions d'euros au titre de 2011.

2.5 ●● 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 de 5,48 euros/MWh 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.

Note 3 - Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice

Les principaux événements et transactions survenus au cours de l'exercice 2010 ayant ou pouvant avoir un impact significatif sur les comptes sont décrits ci-dessous :

3.1 ●● Émissions obligataires

EDF a procédé sur l'année 2010 à l'émission de cinq emprunts à long terme pour un montant total de 4,6 milliards d'euros auprès d'investisseurs institutionnels français et internationaux dont un emprunt en euros de 1,5 milliard d'euros et quatre emprunts en devises pour 3,1 milliards d'euros.

Par ailleurs, EDF a lancé le 28 octobre 2010 une offre de rachat partiel en numéraire portant sur trois obligations, qui s'est clôturée avec plus de 31 % de rachat d'un sous-jacent global de 4,6 milliards d'euros. EDF a refinancé cette opération le 12 novembre avec une nouvelle émission obligataire en deux tranches de 750 millions d'euros chacune.

3.2 ●● 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 à EDF 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 ».

3.3 ●● Exeltium

Le groupe EDF et Exeltium (une société qui réunit des industriels électro-intensifs) ont signé deux avenants au contrat de partenariat conclu en 2008, permettant 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, enregistrée en produits constatés d'avance.

3.4 ●● Prolongation de 10 ans d'un réacteur de la centrale de Tricastin

Conformément à la loi de juin 2006 sur la transparence en matière de sécurité nucléaire, l'Autorité de Sûreté Nucléaire a transmis, le 4 novembre 2010, un avis sur le dossier remis par EDF six mois après la fin de la visite décennale du site de Tricastin, approuvant la poursuite d'exploitation

de la première tranche 900 MW de la centrale pour 10 ans supplémentaires.

Le réacteur n° 1 de la centrale nucléaire de Tricastin est ainsi le premier réacteur de 900 MW à franchir l'étape des 30 ans d'exploitation.

3.5 ●● Affectation des titres RTE EDF Transport au portefeuille d'actifs dédiés

Suite au décret du 29 décembre 2010, EDF a procédé à l'affectation de 50 % des titres RTE EDF Transport à son portefeuille d'actifs dédiés. Cette opération, approuvée par le Conseil d'administration le 14 décembre 2010, a bénéficié des autorisations administratives nécessaires. À l'issue de cette opération, RTE EDF Transport reste détenu à 100 % par EDF.

La valeur des titres affectés aux actifs dédiés représente 2,3 milliards 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.

L'affectation de 50 % de ces titres permet à EDF 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 ou les obligations.

Note 4 - Chiffre d'affaires

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

(en millions d'euros)	2010	2009
Ventes d'énergie ⁽¹⁾	38 902	37 014
Ventes de services et divers	2 004	1 881
CHIFFRE D'AFFAIRES	40 906	38 895

(1) Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

Le chiffre d'affaires est en hausse de 5,2 % par rapport à celui de l'exercice 2009. Cette évolution résulte principalement d'un accroissement des ventes d'électricité en France reflétant notamment les augmentations des tarifs réglementés au 15 août 2009 et au 15 août 2010 et la hausse des volumes liée à un climat plus froid en 2010.

Note 5 - Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2010	2009
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	2 615	2 672

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE instaurée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003. Cette contribution, due par le consommateur final, est recouvrée par les opérateurs de réseau ou les fournisseurs d'électricité qui procèdent à sa liquidation auprès de la Caisse des Dépôts et Consignations. Elle compense les surcoûts résultant des obligations d'achat,

les surcoûts de la production dans les zones non interconnectées au réseau continental, les coûts des tarifs d'énergie « Produit de première nécessité » et les coûts du dispositif « Pauvreté et précarité ».

Cette compensation s'est traduite dans les comptes par un produit de 2 605 millions d'euros en 2010 contre 2 663 millions d'euros en 2009.

Note 6 - Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation

(en millions d'euros)	2010	2009
Reprise de provisions pour risques	110	124
Pensions et obligations assimilées	789	755
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	2	1
Gestion du combustible nucléaire usé	599	725
Gestion à long terme des déchets radioactifs	157	140
Déconstruction des centrales	277	221
Derniers cœurs	10	-
Autres provisions pour charges ⁽¹⁾	658	1 577
Reprise de provisions pour charges	2 492	3 419
Reprise de provisions pour dépréciation	191	168
TOTAL	2 793	3 711

(1) Dont 501 millions d'euros en 2010 de reprise relative à la provision concernant le TaRTAM contre 1 351 millions d'euros en 2009.

Note 7 - Autres produits d'exploitation

(en millions d'euros)	2010	2009
AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION	659	897

Sont comptabilisés notamment dans cette rubrique, en application de l'avis du Comité d'urgence n° 2004-C du 23 mars 2004, les quotas d'émission de gaz à effet de serre alloués par l'État pour l'année écoulée et utilisés.

Note 8 - Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2010	2009
Achats consommés de combustibles	3 284	2 820
Achats d'énergie	9 892	9 821
Autres achats consommés de biens	996	1 107
Achats de services ⁽¹⁾	17 248	16 408
TOTAL	31 420	30 156

(1) Cette rubrique porte notamment les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale ERDF, qui intègrent l'augmentation du Tarif d'Utilisation du Réseau Public de distribution d'électricité (TURPE).

Note 9 - Impôts, taxes et versements assimilés

(en millions d'euros)	2010	2009
Impôts et taxes sur rémunérations	128	116
Impôts et taxes liés à l'énergie ^{(1) (2)}	1 556	1 301
Taxes professionnelles ⁽²⁾	-	909
Contribution Économique Territoriale ⁽²⁾	429	-
Taxes foncières ⁽²⁾	336	268
Autres impôts et taxes ⁽²⁾	178	305
IMPÔTS ET TAXES	2 627	2 899

(1) Dans le cadre du TaRTAM, une contribution nette de 561 millions d'euros a été comptabilisée en 2010 contre 850 millions d'euros en 2009.

(2) En 2010, la taxe professionnelle a été remplacée par la Contribution Économique Territoriale. Cette réforme s'est accompagnée des mesures suivantes :

- création d'une Imposition Forfaitaire sur les Réseaux (IFER) qui concerne, pour EDF, les installations de production d'énergie (nucléaire, thermique, éolienne et hydraulique) ainsi que les transformateurs ;
- augmentation des taxes sur les Installations Nucléaires de Base ;
- augmentation des taxes foncières suite à la suppression de la réduction d'un tiers de la valeur locative des centrales nucléaires.

L'ensemble de ces nouvelles taxes et augmentations représente en 2010 une charge supérieure de 5 % à celle de la taxe professionnelle 2009.

Note 10 - Charges de personnel

Salaires et charges

(en millions d'euros)	2010	2009
Salaires et traitements	3 377	3 265
Charges sociales	2 125	2 025
CHARGES DE PERSONNEL	5 502	5 290

L'augmentation des charges de personnel est principalement liée à l'évolution des effectifs et du Salaire National de Base (SNB).

Effectifs moyens

	2010			2009
	Statut IEG	Autres	Total	Total
Cadres	23 271	295	23 566	22 190
Exécutions, agents de maîtrise et techniciens	36 512	302	36 814	37 648
EFFECTIFS MOYENS	59 783	597	60 380	59 837

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

Note 11 - Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	2010	2009
Dotations aux amortissements sur immobilisations incorporelles	93	92
Dotations aux amortissements sur immobilisations corporelles :		
- domaine propre	1 673	1 564
- domaine concédé ⁽¹⁾	189	191
Dotations aux amortissements des immobilisations	1 955	1 847
Dotations aux amortissements des frais d'émission d'emprunts et autres charges à étaler	24	14
TOTAL	1 979	1 861

(1) Les dotations relèvent du domaine des concessions « Forces Hydrauliques » et des concessions « Distribution publique » des Systèmes Énergétiques Insulaires.

Note 12 - Dotations aux provisions

(en millions d'euros)	2010	2009
Provisions pour risques	117	76
Pensions et obligations assimilées	442	398
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	19	19
Gestion du combustible nucléaire usé	337	368
Gestion à long terme des déchets radioactifs	-	17
Déconstruction des centrales	71	79
Autres provisions pour charges ⁽¹⁾	452	649
Provisions pour charges	1 321	1 530
Provisions pour dépréciation	175	206
TOTAL	1 613	1 812

(1) Dont 173 millions d'euros de dotations en 2010 concernant le TaRTAM contre 501 millions d'euros en 2009.

Note 13 - Autres charges d'exploitation

(en millions d'euros)	2010	2009
Émissions de gaz à effet de serre	324	286
Autres charges d'exploitation	784	722
TOTAL	1 108	1 008

Note 14 - Résultat financier

(en millions d'euros)	2010	2009
Charges sur dettes financières long terme ⁽¹⁾	(1 772)	(1 438)
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé ⁽²⁾	358	814
Résultat de change	58	165
Autres produits et charges financiers	22	(296)
Dotations financières aux amortissements et provisions ⁽³⁾	(3 102)	(2 371)
Produits financiers de participations ⁽⁴⁾	1 710	715
Reprises de provisions et transferts de charges ⁽⁵⁾	925	2 484
Autres produits et charges financiers	(445)	532
RÉSULTAT FINANCIER	(1 801)	73

(1) L'augmentation des charges est liée à l'évolution des dettes financières détaillée en notes 33 et 34.

(2) La variation du poste est principalement liée à la diminution des intérêts de 343 millions d'euros sur le prêt (capitalisé en 2009) accordé à Lake Acquisitions (filiale détenue indirectement par EDF) afin de financer l'achat des titres British Energy.

(3) Ce poste comprend les charges d'actualisation relevant des provisions long terme (nucléaire et avantages du personnel).

Au 31 décembre 2010, un faisceau d'indicateurs de pertes de valeur et d'incertitudes sur l'Italie ont conduit EDF à constater des dotations aux provisions pour dépréciations des titres de ses filiales italiennes MNTC et Wagram 4 qui ont été estimées à 700 millions d'euros.

(4) En 2010, EDF International a versé 633 millions d'euros de dividendes sans équivalent en 2009.

(5) Ce poste comprend notamment les reprises de provisions sur les actifs dédiés pour 562 millions d'euros contre 793 millions d'euros en 2009, les reprises de provisions pour pertes de change pour 21 millions d'euros contre 505 millions d'euros en 2009.

En 2009, les provisions sur titres avaient fait l'objet de reprises à hauteur de 612 millions d'euros pour EDF International et 115 millions d'euros pour Italenergia Bis.

Note 15 - Résultat exceptionnel

Au 31 décembre 2010 : le résultat exceptionnel représente un produit net de 254 millions d'euros dont les principaux éléments sont les suivants :

- les reprises nettes sur les amortissements dérogatoires sur immobilisations corporelles et incorporelles pour 191 millions d'euros ;
- les plus-values de cessions d'immobilisations corporelles à hauteur de 102 millions d'euros dont 69 millions d'euros dans le cadre de l'apport d'immeubles à Sofilo.

Au 31 décembre 2009 : le résultat exceptionnel représente un produit net de 987 millions d'euros dont les principaux éléments sont les suivants :

- la cession pour un montant de 481 millions d'euros des droits de tirage de la centrale en participation Emosson à Alpiq en échange de titres de cette société puis cession de ces titres à EDF International ;

- la reprise des subventions perçues lors des constructions des ouvrages en concessions hydrauliques pour un montant de 80 millions d'euros consécutive à l'ajustement de la valeur du droit du concédant imposée par la loi sur l'eau du 31 décembre 2006 ;
- les plus-values de cessions d'immobilisations corporelles à hauteur de 25 millions d'euros ;
- les reprises nettes sur les amortissements dérogatoires sur immobilisations corporelles et incorporelles pour 179 millions d'euros ;
- les opérations liées à la livraison en août 2009 des actions gratuites dans le cadre du plan d'attribution d'actions gratuites aux salariés initié en 2007 représentant une charge nette de 53 millions d'euros ;
- une plus-value de 265 millions d'euros suite aux cessions des titres EDF Belgium et SNET.

Note 16 - Impôts sur les bénéfices

16.1 ●● Groupe fiscal

Depuis le 1^{er} janvier 1988, la société intégrante EDF et ses filiales intégrées forment entre elles un groupe soumis au régime de l'intégration fiscale prévu aux articles L. 223A à L. 223U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2010 comprend 52 filiales dont : RTE EDF Transport, ERDF et EDF International.

16.2 ●● Impôt sur les sociétés

La société intégrante EDF, conformément aux dispositions de l'article L. 223A du Code général des impôts, s'est constituée seule redevable de l'impôt sur les sociétés, de l'imposition forfaitaire annuelle, des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés.

La convention d'intégration fiscale liant les sociétés membres du groupe fiscal prévoit le principe de neutralité. En application de ce principe chaque filiale verse à la société intégrante, à titre de contribution au paiement de l'impôt sur les sociétés du groupe, une somme égale à l'impôt qui aurait grevé son résultat si elle était imposable distinctement.

La convention d'intégration fiscale conclue entre EDF et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF restitue à ses filiales déficitaires l'économie d'impôt procurée par leurs déficits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs.

La société intégrante EDF enregistre une charge d'impôt de 660 millions d'euros. EDF étant tête de groupe fiscal, cette charge se décompose comme suit :

- 614 millions d'euros au titre du résultat courant bénéficiaire 2010 ;
- 87 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;

- (42) millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale ;
- 1 million d'euros au titre notamment d'ajustements sur exercice antérieur.

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 ; EDF conteste la majeure partie de la proposition de rectification notifiée. Parmi les sujets en cours de discussion figure la question de la déductibilité de la provision pour rentes Accidents du Travail/Maladies Professionnelles.

Au cours de l'année 2010, une nouvelle vérification de comptabilité a été engagée au titre des exercices 2007 et 2008. À 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.

16.3 ●● Situation fiscale différée ou latente

La fiscalité latente et différée n'est pas traduite dans les comptes individuels :

- les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires constatées dans le rythme d'enregistrement des charges et produits ;
- les impôts différés actifs traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale ;
- les impôts différés passifs traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
Provisions non déductibles ⁽¹⁾	(11 118)	(11 521)	403
Instruments financiers et écarts de conversion	(3 195)	(2 261)	(934)
Autres	(213)	(213)	-
Total base d'impôt actif au taux normal	(14 526)	(13 995)	(531)
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
Instruments financiers et écarts de conversion	2 534	2 827	(293)
Total base d'impôt passif au taux normal	2 534	2 827	(293)
- Plus-values en sursis d'imposition nettes de moins-values	79	79	-
Total base passif d'impôt au taux réduit	79	79	-
Situation fiscale différée (en base)	(11 913)	(11 089)	(824)
Dette (créance) future d'impôt au taux de droit commun	(4 130)	(3 848)	(282)
Dette (créance) future d'impôt au taux réduit	1	1	-

(1) Concerne principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

Note 17 - Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2009	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2010
Immobilisations incorporelles				
Logiciels	377	131	48	460
Autres ⁽¹⁾	561	486	489	558
Sous-total	938	617	537	1 018
Immobilisations corporelles du domaine propre				
Terrains	124	4	17	111
Constructions et agencements de terrains	9 025	309	250	9 084
Tranches de production nucléaires	45 444	1 034	349	46 129
Matériel et outillage industriel hors réseau	9 513	563	67	10 009
Réseau du domaine propre	607	67	-	674
Autres immobilisations corporelles	993	123	50	1 066
Sous-total	65 706	2 100	733	67 073
Immobilisations corporelles du domaine concédé ⁽²⁾				
Terrains	36	1	-	37
Constructions et agencements de terrains	8 410	120	25	8 505
Matériel et outillage industriel hors réseau	972	14	11	975
Réseau du domaine concédé	1 877	126	10	1 993
Autres immobilisations corporelles	11	-	-	11
Sous-total	11 306	261	46	11 521
Immobilisations en cours				
Immobilisations corporelles ⁽³⁾	4 567	3 346	2 266	5 647
Immobilisations incorporelles	739	319	166	892
Avances et acomptes versés sur commandes	1 066	142	-	1 208
Sous-total	6 372	3 807	2 432	7 747
TOTAL GÉNÉRAL	84 322	6 785	3 748	87 359

(1) L'augmentation de 486 millions d'euros comprend 219 millions d'euros liés à l'allocation par l'État des quotas de gaz à effet de serre en 2010 et la diminution de 489 millions d'euros comprend 288 millions d'euros liés à la restitution à l'État en 2010 des quotas 2009.

(2) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions de Forces Hydrauliques.

(3) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements nucléaires des centrales existantes, la construction de la centrale EPR à Flamanville et la rénovation des centrales thermiques.

Note 18 - Amortissements et provisions des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2009	Augmentation	Diminution	Montants cumulés au 31/12/2010
Immobilisations incorporelles				
Logiciels	167	82	48	201
Autres	63	11	22	52
Sous-total	230	93	70	253
Immobilisations corporelles du domaine propre				
Terrains et constructions	5 893	218	168	5 943
Tranches de production nucléaire	30 411	1 255	465	31 201
Matériel et outillage industriel hors réseau	6 882	302	65	7 119
Réseau du domaine propre	269	18	-	287
Autres immobilisations corporelles	688	71	49	710
Sous-total	44 143	1 864	747	45 260
Immobilisations corporelles du domaine concédé				
Terrains et constructions	5 184	115	23	5 276
Matériel et outillage industriel hors réseau	738	14	10	742
Réseau du domaine concédé	713	54	6	761
Autres immobilisations corporelles	10	-	-	10
Sous-total	6 645	183	39	6 789
TOTAL GÉNÉRAL	51 018	2 140	856	52 302

Note 19 - Actifs dédiés

19.1 ●● Réglementation

La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs, appelés 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 (combustibles usés 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 5 ans de l'échéance de constitution des actifs dédiés, sous réserve de la satisfaction de différents critères, dont l'un sur le niveau des couvertures de passif au 29 juin 2011.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de la société 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 de 50 % des titres de la société a été réalisée le 31 décembre 2010.

19.2 ●● Composition et évaluation des actifs dédiés

Les actifs dédiés sont constitués de placements diversifiés obligataires et d'actions et, depuis le 31 décembre 2010, de 50 % des titres RTE EDF Transport.

19.2.1 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.

19.2.2 Titres RTE EDF Transport

L'affectation des titres RTE EDF Transport a permis à EDF de diversifier son portefeuille d'actifs dédiés et d'en réduire la volatilité : cet actif d'infrastructure présente en effet une rentabilité prévisible et faiblement corrélée aux autres catégories d'actifs financiers comme les actions et les obligations.

La société restant détenue par EDF à 100 %, les titres demeurent classés en titres de participation. La valeur des titres affectés 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.

19.2.3 Valorisation du portefeuille d'actifs dédiés

Les actifs dédiés sont classés au bilan en fonction de leur nature comptable : titres de participation, titres immobilisés de l'activité de portefeuille ou valeurs mobilières de placement. Ils sont valorisés selon les principes comptables présentés dans la note 1.

La composition du portefeuille au 31 décembre 2010 est la suivante :

(en millions d'euros)	2010		2009	
	Valeur nette comptable	Juste valeur ou valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Juste valeur
Titres RTE EDF Transport	2 015	2 324	-	-
Participations	2 015	2 324	-	-
Titres actions	234	256	208	234
OPCVM	5 181	5 629	3 909	3 997
Actions	5 415	5 885	4 117	4 231
Titres obligataires	5 153	5 477	4 695	5 015
OPCVM	368	385	662	688
Obligations	5 521	5 862	5 357	5 703
Fonds communs de Placement réservés	1 407	1 614	1 265	1 368
OPCVM monétaires	62	62	34	34
Titres immobilisés de l'activité de portefeuille	12 405	13 423	10 773	11 336
Autres immobilisations financières	12	12	-	-
Valeurs mobilières de placement	69	70	100	100
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS	14 501	15 829	10 873	11 436

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

19.2.4 Évolution 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 à hauteur des décaissements au titre des obligations concernées (302 millions d'euros en 2009).

19.3 ●● Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme

Les obligations nucléaires de long terme visées par la réglementation relative aux actifs dédiés figurent dans les comptes d'EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	2010	2009
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 508	6 344
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	11 031	10 708
Provisions derniers cœurs – 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 20 - Immobilisations financières

20.1 ●● Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2009	Augmentation	Diminution	Variation de change	Reclassement	Valeur brute au 31/12/2010
Participations ⁽¹⁾	45 782	680	-	-	4 642	51 104
Créances rattachées aux participations	19	36	2	-	(22)	31
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille	12 025	6 913	5 798	-	22	13 162
Autres titres immobilisés	34	94	98	-	-	30
Prêts	83	2	51	-	-	34
Prêts aux filiales ⁽²⁾	9 007	1 865	2 026	34	(4 642)	4 238
Dépôts et cautionnements et autres	123	17	3	-	-	137
Total	67 073	9 607	7 978	34	-	68 736

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2009	Dotations	Reprises	Variation de change	Reclassement	Valeur brute au 31/12/2010
Provisions sur participations et créances rattachées ⁽³⁾	(220)	(708)	-	-	-	(928)
Provisions sur TIAP et autres titres immobilisés ⁽⁴⁾	(835)	(68)	562	-	-	(341)
Provisions sur prêts et autres immobilisations	(6)	-	6	-	-	-
Total	(1 061)	(776)	568	-	-	(1 269)
VALEUR NETTE	66 012					67 467

(1) La variation de ce poste correspond, pour l'essentiel :

- à l'augmentation de capital d'EDF International de 4 642 millions d'euros par compensation de créance (reclassement) ;
- à l'augmentation du capital de C3 pour 339 millions d'euros. Cette holding détient les titres d'EDF Investissements Groupe, société de financement des filiales du Groupe ;
- à l'augmentation du capital d'EDF Production Électrique Insulaire pour 180 millions d'euros dont 127 millions d'euros en numéraire et 53 millions d'euros en versement restant à effectuer ;
- à l'augmentation du capital de Sofilo pour 151 millions d'euros dont 61 millions d'euros d'apport en nature au capital social et 90 millions d'euros de réserve de prime d'apport. EDF a fait apport de 32 ensembles immobiliers dans le cadre de la restructuration du domaine immobilier du Groupe.

(2) L'en-cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2010 est de 4 238 millions d'euros, dont 1 914 millions d'euros pour RTE EDF Transport, 1 064 millions d'euros pour EDF International, 500 millions d'euros pour EDF Trading, 470 millions d'euros pour EDF Énergies Nouvelles et 267 millions d'euros pour EDF Energy UK Ltd.

(3) Des dotations ont été enregistrées sur les titres MNTE pour 275 millions d'euros et sur les titres société holding Wagram 4 pour 425 millions d'euros.

(4) La variation nette de ce poste résulte notamment d'une reprise nette des provisions sur les actifs dédiés à hauteur de 517 millions d'euros.

20.2 ●● Filiales et participations détenues à plus de 50 %

(en millions d'euros)	Valeur brute comptable des titres détenus	Provisions dépréciations 31/12/2010	% du capital détenus	Capitaux propres 2009	Résultat de l'exercice 2009	Dividendes reçus en 2010	Chiffres d'affaires 2009
I. Filiales							
* Sociétés holdings							
EDF Développement Environnement SA	1 268	-	100	1 539	53	-	4
EDF International	25 930	-	100	20 734	1 342	633	2
MNTC	2 095	275	100	2 265	26	42	-
EDF Production Électricité Insulaire SAS	285	-	100	105	ns	-	3
EDF Holding SAS	1 950	-	100	2 330	361	343	-
Société C3	7 727	-	100	7 502	124	109	-
Wagram 4	1 677	425	100	1 805	10	48	-
* Sociétés immobilières							
La Gérance Générale Foncière	472	-	100	375	18	18	21
Société Foncière Immobilière et de location (Sofilo)	1 088	-	100	752	51	48	131
* Sociétés industrielles et commerciales							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Gamsheim	3	-	50	11	ns	-	5
Richemont	152	152	100	11	2	-	1
Edenkia	ns	-	50	1	1	ns	18
Dalkia Investissement	200	-	50	246	22	11	11
RTE EDF Transport ⁽¹⁾	4 030	-	100	5 189	465	340	4 127
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	2 700	-	100	2 850	(45)	59	11 374
À l'étranger							
Eosson	14	14	50	94	-	ns	25
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	34	ns	ns	9
Forces Motrices du Chatelôt	1	-	50	10	ns	ns	3
* Sociétés et établissements financiers							
Sapar Finance	3	-	100	2	1	1	9
* Autres (GIE EIFER)	58	56	-	-	-	-	-
TOTAL I	49 656	922	-	-	-	1 652	-

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

(1) Dont 50 % des titres affectés aux actifs dédiés.

20.3 ●● Filiales et participations détenues à moins de 50 %

(en millions d'euros)	Valeur brute comptable des titres détenus	Provisions dépréciations 31/12/2010	% du capital détenus	Capitaux propres 2009	Résultat de l'exercice 2009	Dividendes reçus en 2010
I. Filiales						
Total I Report des filiales	49 656	922	-	-	-	1 652
II. Participations						
II.1 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 50 % et supérieure ou égale à 10 %						
* Sociétés industrielles et commerciales						
En France						
Dalkia International	425	-	24	1 539	(250)	-
Dalkia Holding	897	-	34	1 491	159	51
Total II.1	1 322	-	-	-	-	51
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont :						
AREVA	123	-	2	3 120	(139)	6
Autres	2	-	-	-	-	1
À l'étranger						
Force Motrice de Mauvoisin	1	-	10	78	3	ns
Total II.2	126	-	-	-	-	7
Total II	1 448	0	-	-	-	58
Total brut des filiales et participations	51 104	922	-	-	-	1 710
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	50 182	-	-	-	-	-

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

20.4 ●● Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)

(en millions d'euros)	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	12 025	11 196	11 760	13 162	12 828	13 846

La valeur brute des TIAP regroupe, au 31 décembre 2010, pour 12 667 millions d'euros d'actifs dédiés et pour 495 millions d'euros un portefeuille d'actions.

20.5 ●● Variations des actions propres

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2009	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2010
ACTIONS PROPRES	7	94	85	16

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « TIAP » et détenues au 31 décembre 2010 s'élève à 506 708 actions. Elles ont été principalement acquises dans le cadre d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement.

Note 21 - Informations concernant les entreprises liées

21.1 ●● Relations avec les filiales

Sociétés	Créances d'EDF ⁽¹⁾		Dettes d'EDF ⁽¹⁾		Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes nettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation		
<i>(en millions d'euros)</i>						
RTE EDF Transport	1 914	425	-	232	-	142
EDF Energy	-	89	-	186	-	7
EDF Énergies Nouvelles	470	-	-	-	-	7
EDF International	1 064	-	-	-	-	22
ERDF	-	126	-	3 084	-	-
EDF Trading	500	828	-	1 102	-	2
EDF Energy UK Ltd	267	-	-	-	-	3
Compte courant ERDF	-	-	-	156	(1)	-
Convention de Trésorerie Groupe avec les filiales	-	-	4 849	-	(6)	-
Convention d'intégration fiscale ⁽²⁾	-	-	-	986	-	-
Convention de placement des liquidités des filiales ⁽³⁾	-	-	4 453	-	(33)	-

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.

(2) Dont EDF International pour 857 millions d'euros.

(3) Dont ERDF pour 2 960 millions d'euros de placements.

21.2 ●● Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

21.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,48 % 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. Il nomme le Président du Conseil d'administration.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF est soumise 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 EDF 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 EDF. 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 a confiées à EDF 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. Le premier bilan a été adressé à l'État en 2008.

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.

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 au Service Public de l'Électricité.

La loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité), promulguée le 7 décembre 2010, a introduit un nouveau dispositif, l'ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique) à compter de 2011. Dans ce cadre, les Ministres chargés de l'économie et de l'énergie fixeront le volume global maximal national d'électricité cédé par EDF et arrêteront, pendant une période transitoire de 3 ans, le prix de l'ARENH.

21.2.2 Relations avec les entreprises du secteur public

EDF réalise des transactions courantes avec les entreprises du secteur public, qui concernent essentiellement la fourniture d'électricité.

Le retraitement et le transport de combustible nucléaire réalisés par AREVA pour EDF constituent l'essentiel des consommations en provenance des sociétés participations de l'État. Les autres achats relèvent de la maintenance des centrales nucléaires auprès du groupe AREVA.

Par ailleurs, EDF détient des titres AREVA pour 123 millions d'euros au 31 décembre 2010, classés en titres de participation.

Note 22 - Stocks et en-cours

(en millions d'euros)	Matières et Combustibles Nucléaires	Autres combustibles	Autres matières et matériels	En-cours de production de biens et de services	Total
Valeur brute au 31/12/2009	6 701	457	737	16	7 911
Provisions au 31/12/2009	(12)	-	(160)	-	(172)
Valeur nette au 31/12/2009	6 689	457	577	16	7 739
Valeur brute au 31/12/2010	7 182	421	726	10	8 339
Provisions au 31/12/2010	(12)	-	(153)	-	(165)
VALEUR NETTE AU 31/12/2010	7 170	421	573	10	8 174

Note 23 - Créances

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2010	Montant brut au 31/12/2009
	Échéance à - 1 an	Échéance de 2 à 5 ans	Échéance à + 5 ans		
Créances rattachées à des participations	31	-	-	31	19
Prêts	22	5	7	34	84
Autres immobilisations financières	2 449	1 244	682	4 375	9 129
Créances de l'actif immobilisé	2 502	1 249	689	4 440	9 232
Créances d'exploitation					
- Créances clients et comptes rattachés :					
Factures établies	2 564	44	-	2 608	2 192
Factures à établir ⁽¹⁾	9 974	-	-	9 974	9 074
- Autres créances d'exploitation ⁽²⁾	5 886	21	131	6 038	6 093
Créances de l'actif circulant	18 424	65	131	18 620	17 359
Instrument de trésorerie ⁽³⁾	268	1 147	598	2 013	1 185
Charges constatées d'avance	440	35	8	483	565
Avances et acomptes versés sur commandes	666	22	-	688	473
TOTAL	22 300	2 518	1 426	26 244	28 814

(1) Concerne principalement les créances relatives à l'énergie livrée relevée non facturée et l'énergie livrée non relevée non facturée.

(2) Dont 2 204 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes, 2 812 millions d'euros de Contribution au Service Public d'Électricité (CSPE).

(3) Correspond aux gains latents sur instruments de change.

Note 24 - Valeurs mobilières de placement

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation de l'exercice
Actions propres	3	3	-
OPCVM en euros	4 853	2 232	2 621
TCN-CT en euros ou devises inférieurs à 3 mois ⁽¹⁾	726	884	(158)
TCN-CT en euros ou en devises supérieurs à 3 mois ⁽¹⁾	4 253	1 935	2 318
Obligations en euros	172	215	(43)
Autres valeurs mobilières de placement	9	2	7
Valeur brute	10 016	5 271	4 745
Provisions	(2)	(10)	8
VALEUR NETTE	10 014	5 261	4 753

(1) Les TCN-CT en euros comprennent, au 31 décembre 2010, 69 millions d'euros d'actifs dédiés.

Note 25 - Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2010	2009	Variation
Valeurs mobilières de placement	10 016	5 271	4 745
Disponibilités	1 576	2 206	(630)
Sous-total à l'actif du bilan	11 592	7 477	4 115
OPCVM en euros	(4 853)	(2 232)	(2 621)
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(4 079)	(1 732)	(2 347)
TCN en devises supérieurs à 3 mois	(174)	(203)	29
Obligations	(172)	(215)	43
Actions propres	(3)	(3)	-
Intérêts courus sur VMP supérieurs à 3 mois	(7)	(1)	(6)
VMP incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	(9 288)	(4 386)	(4 902)
Achats d'option de change classés en instrument de trésorerie dans le bilan	25	-	25
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de <i>cash-pooling</i>) incluses dans le poste « Autres créances d'exploitation » du bilan	20	-	20
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de <i>cash-pooling</i>) incluses dans le poste « Autres dettes d'exploitation » du bilan	(4 870)	(2 196)	(2 674)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie	(2 521)	895	(3 416)
Élimination de l'incidence des variations de change			8
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents			(41)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSorerIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSorerIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSorerIE			(3 449)

Note 26 - Écarts de conversion actif et passif

Les écarts de conversion nets présentent un gain latent de change de 69 millions d'euros. Ils comprennent au passif 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling partiellement couvert par des swaps de change.

Note 27 - Variation des capitaux propres

(en millions d'euros)	Capital	Réserves et Primes	Report à nouveau et acompte sur dividende	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
Situation au 31 décembre 2008	911	6 873	5 747	867	55	7 107	21 560
Distribution de dividendes	-	-	(297)	(867)	-	-	(1 164)
Résultat 2009	-	-	-	4 580	-	-	4 580
Acompte sur dividendes	13	925	(1 002)	-	-	-	(64)
Autres variations	-	(2)	-	-	31	(180)	(151)
Situation au 31 décembre 2009	924	7 796	4 448	4 580	86	6 927	24 761
Affectation du résultat 2009	-	3 002	469	(3 471)	-	-	-
Distribution de dividendes	-	-	-	(1 109)	-	-	(1 109)
Résultat 2010	-	-	-	1 492	-	-	1 492
Acompte sur dividendes	-	-	(1 054)	-	-	-	(1 054)
Autres variations	-	81	-	-	41	(193)	(71)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2010	924	10 879	3 863	1 492	127	6 734	24 019

Au 31 décembre 2010, la diminution des capitaux propres de 742 millions d'euros se décompose de la façon suivante :

- 1 492 millions d'euros de résultat 2010 ;
- (1 109) millions d'euros représentant le solde de la distribution de dividendes au titre de l'exercice 2009, suite à la décision de l'Assemblée générale des actionnaires du 18 mai 2010, correspondant à 0,60 euro par action, mis en paiement le 3 juin 2010 ;
- (1 054) millions d'euros de distribution d'acompte sur dividendes versé en numéraire au titre de l'exercice 2010, correspondant à 0,57 euro par action, mis en paiement le 17 décembre 2010 ;
- 81 millions d'euros, correspondant à l'évolution du traitement comptable des concessions de Forces Hydrauliques : transfert de l'écart net de réévaluation de 1959, du compte de droits du concédant à un compte de réserve spéciale de réévaluation lors du retrait des biens de l'actif. Au 1^{er} janvier 2010, un transfert a ainsi été effectué pour 77 millions d'euros. Pour l'exercice 2010, l'impact est de 4 millions d'euros ;
- (152) millions d'euros d'autres variations correspondant aux reprises nettes de provisions réglementées pour (193) millions d'euros et aux subventions d'investissement reçues pour 41 millions d'euros.

En 2009, la variation des capitaux propres de 3 201 millions d'euros se décomposait de la façon suivante :

- (1 164) millions d'euros représentant le solde de la distribution de dividendes au titre de l'exercice 2008, décidée par l'Assemblée générale des actionnaires du 20 mai 2009, correspondant à 0,64 euro par action, mis en paiement le 3 juin 2009 ;
- (64) millions d'euros de distribution d'acompte sur dividendes versé en numéraire au titre de l'exercice 2009, correspondant à 0,55 euro par action, mis en paiement le 17 décembre 2009 ;
- 4 580 millions d'euros de résultat 2009 ;
- (151) millions d'euros d'autres variations correspondant notamment aux reprises nettes de provisions réglementées pour (180) millions d'euros et aux subventions d'investissement reçues pour 31 millions d'euros.

Capital social

Au 31 décembre 2010, le capital social s'élève à 924 433 331 euros, composé de 1 848 866 662 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune, détenues à 84,5 % par l'État, 13,1 % par le public (institutionnels et particuliers), 2,4 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 557 344 d'actions auto-détenues.

Note 28 - Comptes spécifiques des concessions

(en millions d'euros)	2010	2009
Contre-valeur des biens	100	102
Écarts de réévaluation ⁽¹⁾	993	1 103
Amortissement de caducité	31	15
Droits sur biens des concessions des Forces Hydrauliques	1 124	1 220
Contre-valeur des biens	1 275	1 205
Financement du concessionnaire non amorti	(731)	(686)
Amortissement du financement du concédant	226	214
Participations reçues sur immobilisations en-cours du domaine concédé	15	14
Droits sur biens des concessions de Distribution Publique ⁽²⁾	785	747
TOTAL	1 909	1 967

(1) Au 1^{er} janvier 2010, l'écart net de réévaluation 1959 des biens déjà retirés de l'actif a été reclassé du droit du concédant en compte de réserve spéciale de réévaluation pour 77 millions d'euros.

(2) Les droits sur biens des concessions de distribution publique relèvent des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).

Note 29 - Provisions pour risques et passifs éventuels

(en millions d'euros)	2009	Dotations		Suite à utilisation	Reprises		2010
		Exploitation	Financières		Provision sans objet	Financières	
Provisions pour pertes de change	66	-	65	-	-	(21)	110
Provisions pour risques sur participations	2	-	-	-	-	-	2
Provisions pour contrats déficitaires	42	112	2	(37)	-	-	119
Autres provisions pour risques	184	5	2	(43)	(30)	-	118
PROVISIONS POUR RISQUES	294	117	69	(80)	(30)	(21)	349

Passifs éventuels

Droits Individuels à la Formation (DIF)

La loi française du 4 mai 2004 permet à chaque salarié de bénéficier d'un droit individuel à la formation de 20 heures par an minimum cumulable sur 6 ans. L'accord d'entreprise intervenu le 24 février 2006 précise pour EDF les conditions d'exercice de ce droit individuel à la formation en indiquant les formations éligibles au DIF. Les dépenses au titre de ces formations sont comptabilisées quand elles sont encourues.

Au 31 décembre 2010, le volume d'heures de formation correspondant aux droits acquis non consommés s'élève à 6 982 060 heures dont 6 957 900 n'ayant pas donné lieu à demande.

Note 30 - Provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction

Les provisions pour aval du cycle et déconstruction sont évaluées en fonction des principes exposés en note 1.14. Elles 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 elle est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour couvrir le financement de ses obligations de long terme.

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.

30.1 ●● Provisions pour aval du cycle nucléaire

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

	2009	Dotations		Reprises		Autres ⁽²⁾	2010
		Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Suite à utilisation	Provision sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provision pour gestion du combustible utilisé	8 686	337	427	(599)	-	1	8 852
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 344	-	313	(152)	(5)	8	6 508
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	15 030	337	740	(751)	(5)	9	15 360

(1) Charges financières d'actualisation.

(2) Correspond à la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié, la contrepartie étant comptabilisée dans les comptes de stocks.

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

	2010		2009	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Provision pour gestion du combustible utilisé	14 386	8 852	13 969	8 686
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	23 017	6 508	22 321	6 344
TOTAL DES PROVISIONS AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	37 403	15 360	36 290	15 030

30.1.1 Provisions pour charges de gestion des combustibles usés

Cette rubrique comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception, 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 usé 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'arrêt 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 d'EDF SA.

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 taxes comprises de 776 millions d'euros.

30.1.2 Provisions pour charges de gestion à long terme des colis de déchets radioactifs

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 activité (FMA),
 - à créer, pour les déchets de faible activité à vie longue (FAVL) et pour les déchets de haute et moyenne activité 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).

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 activité 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, Agence des Participations de l'État 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.

30.2 ●● Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

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

	2009	Dotations		Reprises		Autres	2010
		Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Suite à utilisation	Provision sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour déconstruction des centrales thermiques	425	71	25	(58)	-	19	482
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	10 708	-	536	(218)	(1)	6	11 031
Provisions derniers cœurs	1 825	-	91	-	(10)	-	1 906
TOTAL	12 958	71	652	(276)	(11)	25	13 419

(1) Charges financières d'actualisation.

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

(en millions d'euros)	2010		2009	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
Provision pour déconstruction des centrales thermiques	657	482	594	425
Provision pour déconstruction des centrales nucléaires	20 903	11 031	20 696	10 708
Provision pour derniers cœurs	3 792	1 906	3 732	1 825
TOTAL DES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	25 352	13 419	25 022	12 958

30.2.1 Provisions pour déconstruction des centrales thermiques à flamme

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 en 2010 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production. À ce titre, une dotation complémentaire de 71 millions d'euros a été comptabilisée en 2010.

Pour les centrales en exploitation, un actif est créé en contrepartie de la provision.

30.2.2 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

Cette rubrique concerne la déconstruction des centrales nucléaires de la 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.

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 ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence 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 comprenant les étapes suivantes :

- l'évaluation du coût de déconstruction d'un site REP de 4 tranches 900 MW prenant en compte les évolutions les plus récentes en terme de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sûreté 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 permis de valider l'évaluation de la provision et les coûts de référence utilisés exprimés en euros/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'intercomparaison.

30.2.3 Provision pour derniers cœurs

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 irradiée au moment de l'arrêt définitif. Ces coûts sont valorisés suivant 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 ●● Taux utilisé pour les provisions

30.3.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation 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 nominal 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.

La moyenne de rendement des OAT aux maturités les plus longues (2055 et 2060) n'étant pas disponible à ce stade sur une durée suffisante, il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement des OAT françaises disponible 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 terme.

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.

30.3.2 Facteurs de sensibilité des provisions pour aval du cycle nucléaire et des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des 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 actualisé.

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 ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs.

	Coût provisionné en valeur actualisée		Sensibilité au taux d'actualisation			
	2010	2009	2010		2009	
(en millions d'euros)			0,25 %	- 0,25 %	0,25 %	- 0,25 %
Aval du cycle nucléaire						
Gestion du combustible utilisé	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 dépréciation des derniers cœurs						
Déconstruction des centrales	11 031	10 708	(543)	577	(542)	575
Derniers cœurs	1 906	1 825	(81)	87	(81)	87
TOTAL	28 297	27 563	(1 222)	1 331	(1 206)	1 312

Note 31 - Avantages du personnel

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2009	Augmentation			Diminution	31/12/2010
		Charges exploitation ⁽¹⁾	Charges financières	Autres ⁽²⁾	Suite à utilisation ⁽³⁾	
Avantages postérieurs à l'emploi	9 052	335	809	406	1 042	9 560
Avantages long terme	643	107	32	-	75	707
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	9 695	442	841	406	1 117	10 267

(1) Dont 300 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 132 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles.

(2) Dont 407 millions d'euros correspondant au reclassement de la contribution pour maintien de droits (voir note 32).

(3) Dont 784 millions d'euros au titre des prestations servies et 328 millions d'euros au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

31.1 ●● Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2009	Dotations	Reprises	Autres	31/12/2010
Retraites	7 631	964	(914)	407	8 088
Avantages en nature énergie	666	73	(40)	-	699
Charges CNIEG	390	24	(14)	-	400
Indemnité de secours immédiat	176	11	(5)	-	182
Indemnité de congés exceptionnels	133	13	(5)	-	141
Indemnités de fin de carrière	11	53	(62)	(1)	1
Autres avantages	45	6	(2)	-	49
TOTAL	9 052	1 144	(1 042)	406	9 560

31.2 ●● Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

Les provisions pour avantages consentis aux actifs sont détaillées comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2009	Dotations	Reprises	31/12/2010
Rentes accidents du travail, maladies professionnelles et invalidité	547	111	(63)	595
Médailles du travail	73	20	(8)	85
Prestations liées à l'amiante	23	8	(4)	27
TOTAL	643	139	(75)	707

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 des IEG sont résumées ci-dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 5 % au 31 décembre 2010 (contre 5,25 % au 31 décembre 2009). Après prise en compte des variations de taux d'actualisation et des effets de la réforme des retraites, les pertes actuarielles s'élèvent à 760 millions d'euros au 31 décembre 2010 (181 millions d'euros au 31 décembre 2009) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 2 % ;
- l'évolution du salaire national de base (SNB) est estimée à 2 %, hors inflation ;
- les taux d'augmentation des salaires, hors évolution du SNB, ont été déterminés à partir des observations effectuées sur la période 1996 à 2003 ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 14,7 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif.

31.4 ●● Variation de la valeur actualisée de l'obligation et des actifs de couverture

31.4.1 Variation de la valeur de l'obligation et de la situation financière

La variation de l'obligation et de la situation financière se répartit comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements provenant de régimes		Total
	non financés	financés	
Valeur actuelle de l'obligation au 01/01/2010	3 241	12 902	16 143
Coût des services rendus au cours de l'exercice	282	18	300
Charge d'intérêt	177	664	841
Pertes et (gains) actuariels ⁽¹⁾	835	77	912
Transfert provision contribution de maintien de droits	-	407	407
Coûts des services passés non reconnus – droits acquis	2	-	2
Prestations payées	(267)	(517)	(784)
Valeur actualisée de l'obligation au 31/12/2010	4 270	13 551	17 821
Juste valeur des actifs de couverture	-	(6 712)	(6 712)
Situation financière nette	4 270	6 839	11 109
(Pertes) et gains actuariels	(796)	36	(760)
Coûts des services passés non reconnus – droits non acquis	(3)	(79)	(82)
PASSIF NET CONSTITUÉ AU 31/12/2010	3 471	6 796	10 267

(1) Les pertes actuarielles sont composées de :

- 624 millions d'euros liés aux changements des hypothèses actuarielles, notamment suite à l'évolution du taux d'actualisation ;
- 157 millions d'euros de pertes actuarielles dues à l'expérience sur les engagements ;
- 131 millions d'euros liés à la réforme reportant l'âge de départ en retraite ainsi qu'aux mesures comptabilisées sur 2010 en lien avec cette réforme.

31.4.2 Variation de la valeur actualisée des actifs de couverture

La variation de la valeur actualisée des actifs de couverture se répartit comme suit :

(en millions d'euros)

Juste valeur des actifs au 1^{er} janvier 2010	6 178
Rendement attendu des actifs du régime	328
Primes nettes	522
Prestations servies	(517)
Écarts actuariels sur actifs du régime ⁽¹⁾	201
JUSTE VALEUR DES ACTIFS DE COUVERTURE AU 31 DÉCEMBRE 2010	6 712

(1) Correspond essentiellement au décalage entre le rendement réel et le rendement attendu des actifs de couverture.

31.4.3 Décomposition de la valeur des actifs de couverture

Le taux de rendement attendu des actifs de couverture dépend de l'espérance de rendement de chacune des classes d'actifs financiers. L'allocation des actifs financiers au 31 décembre 2010 est la suivante :

	Indemnités de fin de carrières	Régime des retraites
Actions	46,8 %	30,1 %
Obligations et Monétaire	53,2 %	69,9 %

Les hypothèses de rendement attendu des actifs financiers sur le long terme au 31 décembre 2010 ont été fixées à :

- 4,80 % pour le régime de retraites ;
- 4,61 % pour les indemnités de fin de carrière.

Note 32 - Provisions pour autres charges

(en millions d'euros)	2009	Dotations	Reprises		Autres	2010
			Suite à utilisation	Provision sans objet		
au personnel ⁽¹⁾	503	93	(71)	(13)	(407)	105
aux réparations et à l'entretien ⁽²⁾	160	130	(54)	-	-	236
aux autres charges ⁽³⁾	684	243	(409)	(111)	1	408
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	1 347	466	(534)	(124)	(406)	749

(1) Les autres variations 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.

(2) Cette rubrique concerne les révisions décennales des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flamme.

(3) Cette rubrique comprend notamment, au 31 décembre 2010, 173 millions d'euros de provision relative au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (501 millions d'euros au 31 décembre 2009) et 125 millions d'euros de provisions pour charges concernant des organismes sociaux (112 millions d'euros au 31 décembre 2009).

Note 33 - Dettes

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2010	Montant brut au 31/12/2009
	Échéance à - 1 an	Échéance de 2 à 5 ans	Échéance à + 5 ans		
Emprunts obligataires	549	10 982	22 952	34 483	29 806
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	-	-	100	100	300
Autres emprunts	3 272	3	1	3 276	2 796
Dettes financières diverses					
Avances sur consommation	40	85	9	134	149
Autres dettes	1 054	11	320	1 385	1 324
Dettes financières	4 915	11 081	23 382	39 378	34 375
Avances et acomptes reçus des clients	4 870	3	-	4 873	4 281
Fournisseurs et comptes rattachés					
Factures parvenues	2 782	-	-	2 782	2 729
Factures non parvenues	6 171	5	-	6 176	6 916
Dettes fiscales et sociales	5 335	-	-	5 335	5 041
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés					
Factures parvenues	494	-	-	494	646
Factures non parvenues	929	-	-	929	852
Autres dettes					
Clients créditeurs	82	-	-	82	50
Autres comptes créditeurs ⁽¹⁾	11 415	-	-	11 415	8 171
Dettes d'exploitation d'investissements et divers	27 208	5	-	27 213	24 405
Instruments de trésorerie ⁽²⁾	151	604	504	1 259	1 314
Produits constatés d'avance ⁽³⁾	656	1 185	3 403	5 244	3 400
TOTAL	37 800	12 878	27 289	77 967	67 775

(1) Le montant des conventions de placements et de trésorerie avec les filiales s'élève à 9 323 millions en 2010 contre 5 652 millions d'euros en 2009. Le solde de la convention de placements avec la filiale ERDF s'élève à 2 960 millions d'euros en 2010 contre 2 000 millions d'euros en 2009. Le solde de la convention de trésorerie avec la filiale EDF Energy s'élève à 3 061 millions d'euros en 2010 contre 63 millions en 2009.

(2) Correspond aux pertes latentes sur instruments de change.

(3) Le poste relève principalement de versements effectués par les partenaires au titre de fournitures d'énergie à livrer au cours d'exercices futurs. En 2010, il comprend le versement, par Exeltium, de 1,7 milliard d'euros.

Note 34 - Dettes financières

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2009	Nouveaux Emprunts	Rembour- sements	Ajustements de change	Autres	Solde au 31/12/2010
Emprunts en euros	737	-	-	-	-	737
Emprunts en devises	5 851	1 872	-	879	-	8 602
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros	19 139	1 549	1 000	-	-	19 688
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	4 080	1 193	31	214	-	5 456
Emprunts obligataires	29 807	4 614	1 031	1 093	-	34 483
Emprunts long terme en euros	-	100	-	-	-	100
Crédits court terme en euros	300	-	300	-	-	-
Emprunts auprès des établissements de crédit	300	100	300	-	-	100
Billets de trésorerie en Euros (BTR) ⁽¹⁾	2 123	-	1 643	-	-	480
Papier commercial en devises ⁽²⁾	666	2 048	-	77	-	2 791
Emprunts contractuels à caractère financier	6	-	1	-	-	5
Autres emprunts	2 795	2 048	1 644	77	-	3 276
Total emprunts	32 902	6 762	2 975	1 170	-	37 859
Avances sur consommation	149	-	-	-	(15)	134
Avances diverses	448	-	-	-	(44)	404
Comptes bancaires créditeurs	16	-	-	-	(15)	1
Débits bancaires différés	52	-	-	-	(13)	39
Intérêts à payer	808	-	-	-	133	941
Total autres dettes financières diverses	1 324	-	-	-	61	1 385
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	34 375	6 762	2 975	1 170	46	39 378

(1) Les remboursements sont nets des émissions de l'exercice.

(2) Les émissions sont nettes des remboursements.

EDF a procédé en 2010 à plusieurs émissions obligataires auprès d'investisseurs institutionnels français et internationaux pour un montant de 4 614 millions d'euros.

Les émissions des emprunts en devises d'un montant de 1 872 millions d'euros se décomposent ainsi :

- 1 400 millions de dollars soit 991 millions d'euros à taux fixe de 4,6 % à échéance janvier 2020 ;
- 850 millions de dollars soit 601 millions d'euros à taux fixe de 5,6 % à échéance janvier 2040 ;
- 400 millions de francs suisses soit 280 millions d'euros à taux fixe de 2,25 % à échéance septembre 2017.

Les émissions des Euro-Medium Term Notes d'un montant de 2 742 millions d'euros se décomposent ainsi :

- 1 500 millions d'euros à taux fixe de 4,625 % à échéance avril 2030 ;
- 1 000 millions de livres sterling soit 1 193 millions d'euros à taux fixe de 5,125 % à échéance septembre 2050 ;
- 49 millions d'euros d'augmentation nette suite à une restructuration de la dette avec un rachat partiel en numéraire de 1 451 millions d'euros portant sur 3 obligations d'un sous-jacent global de 4,6 milliards d'euros et une nouvelle émission obligataire en euros en deux tranches, la première d'un montant de 750 millions d'euros à 15 ans (coupon de 4 %), la seconde de 750 millions d'euros à 30 ans (coupon de 4,5 %).

Le remboursement des Euro-Medium Term Notes en euros d'un montant de 1 000 millions d'euros correspond à un emprunt arrivé à échéance en octobre 2010.

34.1 ●● Ventilation des emprunts par devises avant et après swaps de couverture

(en millions d'euros)	Structure de la dette au bilan				Incidence des swaps		Structure de la dette au bilan après swaps			
	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette	En devises	En euros	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette
I – Euros		21 010		56		13 486		34 496		92
II – Autres devises										
CHF	2 760	2 207	13	6	(2 760)	(2 207)	-	-	-	-
GBP	4 050	4 706	28	12	(1 551)	(1 802)	2 499	2 904	100	8
JPY	182 700	1 681	10	4	(182 700)	(1 681)	-	-	-	-
USD	11 030	8 255	49	22	(11 030)	(8 255)	-	-	-	-
Total II		16 849	100	44		(13 945)		2 904	100	8
TOTAL I + II		37 859		100		(459)		37 400		100

Les nominaux des swaps, présentés en engagements, ne modifient pas les emprunts figurant au bilan. L'incidence des swaps sur les emprunts euros se traduit par une augmentation de 13 486 millions d'euros, et par une diminution de 13 945 millions d'euros pour ceux en devises ne faisant pas

partie de la zone euro. Au total, le volume des emprunts long terme est minoré de 459 millions d'euros passant de 37 859 millions d'euros à 37 400 millions d'euros.

34.2 ●● Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après swaps de couverture

(en millions d'euros)	Structure de la dette au bilan			Incidence des swaps	Structure de la dette au bilan après swaps		
	Montants	% 31/12/2010	% 31/12/2009		Montants	% 31/12/2010	% 31/12/2009
Emprunts long terme et EMTN	33 861			(2 393)	31 468		
Emprunts court terme	3 272			(266)	3 006		
Dette à taux fixe	37 133	98	97	(2 659)	34 474	92	89
Emprunts long terme et EMTN	726			1 922	2 648		
Emprunts court terme	-			278	278		
Dette à taux variable	726	2	3	2 200	2 926	8	11
TOTAL	37 859	100	100	(459)	37 400	100	100

Note 35 - Instruments financiers

EDF utilise des instruments financiers dont l'objectif est de limiter l'impact du risque de change sur les fonds propres et sur le résultat, ainsi que de couvrir son risque de taux d'intérêt.

(en millions d'euros)	31 décembre 2010		31 décembre 2009	
	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel
1 – Opérations sur les taux d'intérêt				
En devises				
Achats de contrats FRA GBP	-	-	113	113
Achats de contrats FRA EUR	600	550	200	200
Swaps de taux court terme				
EUR	3 220	3 220	2 261	2 261
GBP	-	-	225	225
Swaps de taux long terme				
EUR	4 311	4 311	2 963	2 963
CHF	480	480	404	404
GBP	1 211	1 211	1 013	1 013
JPY	433	433	353	353
Sous-total	10 255	10 205	7 532	7 532
2 – Opérations sur le change				
Opérations à terme				
EUR	15 797	21 672	7 039	19 197
USD	6 133	1 277	6 021	3 135
GBP	14 927	14 264	12 704	3 648
CHF	-	5	-	-
HUF	355	314	322	226
PLN	523	254	433	263
JPY	18	98	-	186
Options de change				
Achat d'options				
EUR	2 072	626	36	-
GBP	407	1 290	-	-
HUF	-	44	-	37
PLN	-	296	-	-
USD	214	439	-	-
Vente d'options				
EUR	1 554	622	36	-
GBP	418	883	-	-
HUF	36	44	-	37
PLN	101	340	-	-
USD	75	262	-	-
Swaps de capitaux long terme				
EUR	8 225	24 348	8 184	10 728
JPY	1 682	-	1 372	-
USD	5 837	225	3 676	278
GBP	15 067	7 540	3 347	7 248
CHF	2 207	-	1 618	-
HUF	109	109	28	28
PLN	-	-	41	41
Sous-total	75 757	74 952	44 857	45 052
3 – Swaps de titrisation	1 193	1 193	1 260	1 260
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	87 205	86 350	53 649	53 844

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contre-valorisées aux cours de change du 31 décembre 2010 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas).

35.1 ●● Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice

(en millions d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Instruments non qualifiés de couverture		
Gains ou pertes réalisés	141	359
Gains ou pertes latents	(73)	155
Instruments de taux (swap, cap et floor, FRA, option) ⁽¹⁾	(20)	4
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux (swap, cap et floor, FRA)	60	(24)
Instrument de change réalisé (currency swap)	6	-

(1) Y compris les intérêts sur les swaps.

35.2 ●● Juste valeur des instruments financiers dérivés

La juste valeur des contrats d'échange de devises et de taux d'intérêt a été estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus avec les taux de change du marché et les taux d'intérêt à la clôture sur la période restant à courir sur les contrats (la valeur de marché comprend les intérêts courus).

La valeur comptable des instruments dérivés hors bilan comprend les intérêts courus, les soultes et les primes payées ou reçues ainsi que les écarts de change, déjà enregistrés dans les comptes d'EDF. La différence entre la valeur comptable et la valeur de marché donne le gain latent ou la perte latente.

La juste valeur des instruments financiers dérivés hors bilan au 31 décembre 2010 calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

(en millions d'euros)	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
Swaps long terme, caps et floors	23	32
Swaps court terme	(1)	(1)
Opérations de couverture du risque de change		
Opérations de change à terme	(138)	(101)
Swaps de capitaux long terme	833	895
TOTAL	717	825

Note 36 - Engagements et opérations non inscrites au bilan

Au 31 décembre 2010, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, au financement et aux investissements (hors engagements de livraisons d'électricité et accords de partenariat) sont les suivants :

(en millions d'euros)	Échéances			2010	2009
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Engagements hors bilan donnés	8 447	19 618	21 554	49 619	52 343
1. Engagements liés à l'exploitation :					
- Engagements d'achats fermes et irrévocables	3 902	10 294	20 407	34 603	39 355
- Engagements sur commandes d'exploitation ou d'immobilisation	3 709	3 274	266	7 249	6 433
- Autres engagements liés à l'exploitation ⁽¹⁾	823	1 273	742	2 838	2 545
2. Engagements liés au financement	1	4 777	139	4 917	2 665
3. Engagements liés aux investissements	12			12	1 345
Engagements hors bilan reçus	1 028	7 138	4 043	12 209	14 190
1. Engagements liés à l'exploitation ⁽¹⁾	625	1 277	37	1 939	7 668
2. Engagements liés au financement	403	5 861	4 006	10 270	6 522

(1) À compter de 2010, les engagements sont recensés sans tenir compte de leur caractère de réciprocité.

36.1 ●● Engagements hors bilan donnés

36.1.1 Engagements liés à l'exploitation

36.1.1.1 Engagements d'achats fermes et irrévocables

EDF a souscrit dans le cadre de ses activités de production et de commercialisation des contrats à long terme ainsi que des contrats dits de « take or pay » selon lesquels elle s'engage à acheter des matières

premières, du combustible, de l'énergie et du gaz pour des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Dans la plupart des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer ou d'acheter les quantités déterminées dans ces contrats.

Au 31 décembre 2010, l'échéancier des engagements d'achats fermes et irrévocables se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Échéances				2010	2009
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Achats d'électricité	1 097	2 816	2 653	7 086	13 652	16 467
Achats de gaz et autres énergies	1 141	2 653	1 413	126	5 333	5 643
Achats de combustibles nucléaires	1 664	4 825	4 797	4 332	15 618	17 245
ENGAGEMENTS D'ACHATS	3 902	10 294	8 863	11 544	34 603	39 355

Achats d'électricité

Les engagements d'achats d'électricité proviennent notamment :

- des Systèmes Énergétiques Insulaires qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon ainsi que de l'électricité produite par les centrales des filiales EDF Production Électricité Insulaire ;
- de contrats de couverture : il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

Par ailleurs, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération, des unités de production d'énergies renouvelables – éolien, petite hydraulique, photovoltaïque – ou valorisant les déchets organiques.

L'essentiel des engagements donnés à ce titre concerne les achats d'électricité issus de la cogénération et, à un degré moindre, ceux issus de l'énergie éolienne, hydraulique et de l'incinération de déchets.

Pour l'année 2010, le volume d'achats s'élève à 31,4 TWh, dont 13,3 TWh pour la cogénération, 9,4 TWh pour l'éolien, 3,9 TWh pour l'hydraulique, 2,6 TWh pour l'incinération de déchets et 0,5 TWh pour le photovoltaïque.

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), instaurée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003.

Achats de gaz et autres énergies

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement et de l'acheminement sont principalement effectués au travers des contrats long terme.

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.

Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en uranium et en services de fluoration d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible. La diminution des engagements résulte principalement de la réalisation de contrats recensés au 31 décembre 2009.

36.1.1.2 Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations

Il s'agit d'engagements pour 7 249 millions d'euros pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations, l'exploitation ou les marchés en cours dont 1 471 millions d'euros liés à la construction de la centrale de type EPR sur le site de Flamanville.

36.1.1.3 Autres engagements liés à l'exploitation

Ils concernent principalement des engagements dans lesquels EDF est engagée 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.

36.1.2 Engagements liés au financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales notamment pour 2 091 millions d'euros à EDF Energy, 1 500 millions d'euros à EDF Trading et 720 millions d'euros à EDF Énergies Nouvelles.

36.1.3 Engagements liés aux investissements

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.

Dans le cadre des accords conclus en décembre 2008 entre EDF Development Inc. et Constellation Energy Group, EDF avait donné une garantie correspondant à un contrat d'option de vente valable pour une durée de 2 ans, donnant à Constellation Energy Group le droit de vendre à EDF Development Inc. certains actifs de production non-nucléaire dans la limite de 2 milliards de dollars US.

EDF et Constellation Energy Group ont signé en 2010 un accord global qui réorganise le partenariat entre les deux groupes, supprime l'option de vente et octroie à EDF le contrôle à 100 % d'UniStar Nuclear Energy.

36.2 ●● Engagements hors bilan reçus

36.2.1 Engagements liés à l'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- de contrats de ventes de prestations aux filiales à l'étranger pour 995 millions d'euros ;
- des quotas d'émission de gaz à effet de serre restant à recevoir pour la période 2011-2012 pour 411 millions d'euros (soit 28,4 millions de tonnes de CO₂).

36.3 ●● Autres natures d'engagements

36.3.1 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.

Dans le cadre du contrat de partenariat conclu en 2008 avec Exeltium, EDF a démarré le 1^{er} mai 2010 les livraisons d'électricité aux industriels électro-intensifs, le total des livraisons étant de l'ordre de 310 TWh sur une durée pouvant aller jusqu'à 24 ans.

Par ailleurs, lors de la prise de participation dans EnBW en 2001, EDF s'est engagée 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 (contre 38 TWh en 2009) ont ainsi été mis à disposition du marché. Les enchères se poursuivent à ce jour à un rythme trimestriel.

36.2.2 Engagements liés au financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit pour 10 250 millions d'euros dont dispose EDF auprès de différentes banques dont une ligne de crédit de 4 000 millions d'euros renégociée en 2010 et portant la maturité à 5 ans et une nouvelle ligne de 2 850 millions d'euros auprès d'un pool bancaire pour la gestion du risque de liquidité.

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 obligatoire l'engagement proposé par EDF, de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs d'électricité en France une capacité significative d'électricité de 1 500 MW en base, soit environ 10 TWh par an sur des périodes allant jusqu'à 15 ans, à des niveaux de prix leur permettant de concurrencer effectivement les offres d'EDF sur le marché libre de masse. Cet engagement est effectif à l'issue des appels d'offre réalisés en 2008 et 2009.

36.3.2 Contrats d'assurance

EDF a reçu des engagements des compagnies d'assurance pour couvrir les risques liés à la construction de la centrale de type EPR de Flamanville pour 2 868 millions d'euros.

36.3.3 Accords de partenariat

Accord EDF-ENEL en 2007

EDF et ENEL ont signé, le 30 novembre 2007, un accord de partenariat industriel aux termes duquel ENEL participe financièrement à hauteur de 12,5 % de l'ensemble des dépenses de construction, d'exploitation, de déconstruction et gestion de l'aval du cycle nucléaire de la centrale nucléaire de type EPR de Flamanville et reçoit en contrepartie 12,5 % de la production d'électricité de cette centrale sur la durée de son exploitation. EDF est l'exploitant nucléaire de la centrale et en assume en conséquence la responsabilité totale.

Par ailleurs, préalablement à la réalisation effective de cet investissement, ENEL a acquis progressivement de l'énergie issue de la production du parc nucléaire d'EDF à hauteur de 1 200 MW.

Accords EDF-ENEL en 2009

EDF et ENEL ont signé, en février 2009, deux accords industriels relatifs au développement de l'énergie nucléaire faisant suite à l'accord de novembre 2007.

Le 3 août 2009, EDF et ENEL ont créé une joint venture à 50/50, nommée Sviluppo Nucleare Italia SRL, dont l'objectif est de mener les études de faisabilité pour la construction d'au moins quatre réacteurs de technologie EPR en Italie, conformément au premier accord conclu par les deux groupes.

Le deuxième accord prévoit d'étendre la participation d'ENEL dans le nouveau programme nucléaire français et de l'associer au nouveau réacteur EPR de Penly.

Accord EDF-ENEL-ANSALDO en 2010

Le 9 avril 2010, EDF, ENEL et Ansaldo Energia ont signé un accord de partenariat dont l'objectif est de préciser les champs d'une possible coopération entre EDF, ENEL et Ansaldo Energia, qui détient 100 % de la société Ansaldo Nucleare, pour le développement et la construction des quatre réacteurs nucléaires de technologie EPR qu'EDF et ENEL prévoient de développer en Italie.

Note 37 - Environnement

37.1 ●● Quotas d'émission de gaz à effet de serre

EDF s'est vue allouer des quotas d'émission de gaz à effet de serre depuis 2005.

Pour l'année 2010, le volume total des quotas d'émission de gaz à effet de serre alloués à EDF s'élève à 16,9 millions de tonnes. Le volume des émissions s'élève à 19,3 millions de tonnes (19 millions de tonnes au 31 décembre 2009).

Les quotas d'émission de gaz à effet de serre restant à recevoir pour la période 2011-2012 au titre de l'allocation par l'État sont estimés à 28,4 millions de tonnes, conformément à la loi de finances pour 2011.

37.2 ●● Certificats d'économies d'énergie

En application de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique et instaurant un système de certificats d'économies d'énergie (CEE) concernant les personnes morales qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et de l'avis n° 2006-D du 4 octobre 2006 du Comité d'urgence du Conseil National de la Comptabilité précisant le traitement comptable en normes françaises, EDF prend en considération dans ses comptes la gestion des certificats d'économies d'énergie.

Le montant de l'obligation d'économies d'énergie notifié à EDF, pour la période triennale du 1^{er} juillet 2006 au 30 juin 2009, s'est élevé à 29 849 GWh cumac. Cette obligation a été respectée.

Une période transitoire allant du 1^{er} juillet 2009 au 31 décembre 2010 a été nécessaire pour la mise au point du dispositif législatif réglementaire de la deuxième période : la loi Grenelle II précisant les modalités du dispositif des CEE a été votée le 12 juillet 2010 (loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010).

Les deux décrets d'application de cette loi et les arrêtés correspondants ont été publiés le 30 décembre 2010, officialisant ainsi un démarrage de la nouvelle période au 1^{er} janvier 2011 pour une durée de 3 ans.

Cette deuxième période 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 de ses ventes d'électricité et de gaz aux ménages et aux entreprises du secteur tertiaire sur la période 2010-2012.

Les volumes de CEE obtenus au cours de la période transitoire contribuent à l'atteinte de l'obligation de la période triennale du 1^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2013.

EDF s'est organisé pour porter des offres d'efficacité énergétique sur chacun de ses segments de marché et ainsi se mettre en capacité de réaliser l'obligation qui lui a été attribuée.

37.3 ●● Fonds Carbone

EDF a créé, en novembre 2006, un Fonds Carbone afin de diversifier sa politique d'obtention de permis d'émissions de quotas de gaz à effet de serre et renforcer ainsi sa capacité à assurer ses engagements environnementaux dans des conditions économiques optimales.

L'objectif de ce fonds est de soutenir des projets de réduction d'émission de gaz à effet de serre dans les pays émergents (Asie, Amérique du Sud...) dans le cadre des Mécanismes de Développement Propre définis par le Protocole de Kyoto et d'obtenir des permis d'émissions, appelés crédits d'émission (*Carbon Emission Reduction*, CER).

Le Fonds Carbone associe EDF et certaines de ses filiales européennes (EDF Energy, Edison, EnBW et EDF Trading) qui disposeront des crédits d'émission

obtenus. Ces derniers peuvent être restitués en lieu et place des quotas de gaz à effet de serre dans une limite basée sur un pourcentage de l'allocation fixé par chaque État. Dans le cadre de l'actuel plan national d'allocation des quotas, la restitution des CER est plafonnée à 13,5 % de l'allocation.

La gestion de ce Fonds Carbone est confiée à EDF Trading qui développe et négocie les contrats d'achat de crédits d'émission.

Au 31 décembre 2010, le Fonds Carbone n'a pas d'impact significatif sur les états financiers d'EDF.

Note 38 - Rémunération des mandataires sociaux

Les membres des organes de direction et d'administration de la société sont le Président du Conseil d'administration et les membres externes du Conseil d'administration.

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toute nature et des jetons de présence versés par la société au cours de l'exercice aux mandataires sociaux se décompose comme suit :

(en euros)	2010	2009
Organes de direction	1 158 864	3 431 215
Organes d'administration	147 000	223 000

La variation de la rémunération des organes de direction par rapport à l'année 2009 s'explique principalement par la présence en 2010 d'un seul mandataire social, le Président du Conseil d'administration.

Pour ce qui concerne les organes d'administration, la diminution par rapport à 2009 est essentiellement due à un nombre de conseils d'administration moins important.

Note 39 - Événement postérieur à la clôture

Il n'y a pas d'événement postérieur à la clôture.

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

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 annuels de la société Électricité de France SA, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- les vérifications et informations spécifiques prévues par la loi.

Les comptes annuels 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 annuels

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 annuels 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 annuels. 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 annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la Société à la fin de cet exercice.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.14 et 30, qui résulte comme indiqué en note 1.2, 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

Les notes 1.3, 1.7 et 1.15 décrivent les principes et les modalités respectivement retenus en matière de comptabilisation et d'évaluation du chiffre d'affaires, pour la partie relative à l'énergie livrée non relevée non facturée, des immobilisations financières, ainsi que des provisions et engagements en faveur du personnel.

Dans le cadre de notre appréciation des règles et principes comptables suivis par votre Société, nous avons vérifié le caractère approprié des méthodes comptables précisées ci-dessus et des informations fournies dans les notes aux états financiers et nous nous sommes assurés de leur correcte application.

Estimations comptables

Les notes 1.14 et 30, ainsi que 1.15 et 31 exposent respectivement les hypothèses retenues pour l'évaluation, d'une part, des provisions de long terme liées à la production nucléaire et, d'autre part, des provisions et engagements en faveur du personnel. Nous avons procédé à l'appréciation des approches mises en œuvre par votre Société sur la base des éléments disponibles à ce jour, et mis en œuvre des tests pour vérifier, par sondage, l'application de ces méthodes.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. Vérifications et informations spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration et dans les documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre Société auprès des sociétés contrôlant votre Société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

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



Patrick E. Suissa