



COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DECEMBRE 2005

(Ces comptes seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale du 9 juin 2006)

Sommaire

	Page
COMPTES DE RESULTAT CONSOLIDES	5
BILANS CONSOLIDES	6
TABLEAUX DE FLUX DE TRESORERIE CONSOLIDES	7
VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDES	8
ANNEXE AUX COMPTES CONSOLIDES	9
NOTE 1 - REFERENTIEL COMPTABLE DU GROUPE	9
NOTE 2 - EFFET DE LA PREMIERE APPLICATION DES NORMES IFRS	9
2.1 RAPPROCHEMENT DU BILAN CONSOLIDE NORMES FRANÇAISES - NORMES IFRS AU 1ER JANVIER 2004.....	10
2.2 RAPPROCHEMENT DU BILAN CONSOLIDE NORMES FRANÇAISES - NORMES IFRS AU 31 DECEMBRE 2004	11
2.3 RAPPROCHEMENT DU COMPTE DE RESULTAT RESUME CONSOLIDE 2004 NORMES FRANÇAISES - NORMES IFRS	12
2.4 RAPPROCHEMENT DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDES NORMES FRANÇAISES - NORMES IFRS AU 31 DECEMBRE 2004....	12
2.5 PRINCIPAUX RETRAITEMENTS OPERES SUR LE BILAN CONSOLIDE AU 1ER JANVIER 2004	13
2.6 PRINCIPAUX RETRAITEMENTS OPERES SUR LE BILAN CONSOLIDE AU 31 DECEMBRE 2004	14
2.7 PRINCIPAUX RETRAITEMENTS OPERES SUR LE COMPTE DE RESULTAT CONSOLIDE 2004	15
2.8 PRINCIPAUX RETRAITEMENTS OPERES SUR LE TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE CONSOLIDE 2004.....	16
2.9 NOTES EXPLICATIVES SUR LES OPTIONS COMPTABLES RETENUES	17
2.10 PRINCIPAUX RETRAITEMENTS ET LEUR IMPACT SUR LES CAPITAUX PROPRES AU 1ER JANVIER 2004 ET AU 31 DECEMBRE 2004 ET SUR LE RESULTAT 2004.....	18
NOTE 3 - TRANSITION AUX NORMES IAS 32 ET 39 RELATIVES AUX INSTRUMENTS FINANCIERS.....	21
3.1 RECLASSEMENTS.....	22
3.2 EFFETS DES CHANGEMENTS DE METHODE D'EVALUATION	22
3.3 IMPACTS AU 1ER JANVIER 2005.....	23
NOTE 4 - RESUME DES PRINCIPALES METHODES COMPTABLES ET D'EVALUATION	26
4.1 RECOURS A DES ESTIMATIONS	26
4.2 CHANGEMENT D'ESTIMATION	26
4.3 METHODES DE CONSOLIDATION	26
4.4 REGLES DE PRESENTATION.....	27
4.5 CONVERSION DES COMPTES DES FILIALES ETRANGERES	27
4.6 CONVERSION DES OPERATIONS EN DEVISES.....	27
4.7 PARTIES LIEES.....	27
4.8 CHIFFRE D'AFFAIRES	27
4.9 IMPOTS SUR LES RESULTATS	28
4.10 GOODWILL	28
4.11 AUTRES ACTIFS INCORPORELS.....	28
4.12 IMMOBILISATIONS CORPORELLES	29
4.13 PERTES DE VALEUR DES AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES	31
4.14 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS	31
4.15 STOCKS ET EN-COURS	36
4.16 CREANCES D'EXPLOITATION	37
4.17 TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE.....	37
4.18 CAPITAUX PROPRES	37
4.19 PROVISIONS	37
4.20 AVANTAGES DU PERSONNEL	38
4.21 PASSIFS SPECIFIQUES DES CONCESSIONS.....	39
4.22 SUBVENTIONS D'INVESTISSEMENT	40
4.23 DEPENSES ENVIRONNEMENTALES	40
4.24 RESULTAT NET PAR ACTION ET RESULTAT NET DILUE PAR ACTION.....	40
4.25 ACTIFS ET PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR VENTE ET ACTIVITES ABANDONNEES.....	40
NOTE 5 - LES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE EN FRANCE	40
5.1 CADRE GENERAL	40
5.2 TRAITEMENT COMPTABLE DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ELECTRICITE D'EDF SA.....	41
5.3 EVALUATION DES PASSIFS SPECIFIQUES DE CONCESSIONS :	42

NOTE 6 -	EVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE.....	43
6.1	LOI DU 9 AOUT 2004 RELATIVE AU SERVICE PUBLIC DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ ET AUX ENTREPRISES ELECTRIQUES ET GAZIERES.....	43
6.2	COUVERTURE MALADIE AU SEIN DES INDUSTRIES ELECTRIQUES ET GAZIERES (IEG).....	45
6.3	EVOLUTION DU CAPITAL SOCIAL D'EDF SA.....	45
6.4	"OFFRE RESERVEE AUX SALAIRES ».....	45
6.5	EDISON.....	45
6.6	LIGHT.....	49
6.7	EDENOR.....	50
NOTE 7 -	EFFET DE LA LOI DU 9 AOUT 2004 SUR LA COMPARABILITE DES EXERCICES.....	50
7.1	IMPACTS DE LA REFORME DU FINANCEMENT DU REGIME SPECIAL DE RETRAITE DES IEG.....	50
7.2	ARTICLE 36 DE LA LOI DU 9 AOUT RELATIF AUX CONCESSIONS.....	51
7.3	EFFETS SUR LE COMPTE DE RESULTAT RETRAITE PRO FORMA DE L'EXERCICE 2004.....	51
NOTE 8 -	EVOLUTIONS DU PERIMETRE DE CONSOLIDATION.....	51
8.1	EVOLUTION DE PERIMETRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2005.....	51
8.2	EVOLUTION DE PERIMETRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2004.....	52
NOTE 9 -	INFORMATIONS SECTORIELLES.....	52
9.1	INFORMATIONS PAR ZONES GEOGRAPHIQUES.....	52
9.2	INFORMATIONS PAR SECTEURS D'ACTIVITE.....	54
NOTE 10 -	CHIFFRE D'AFFAIRES.....	55
NOTE 11 -	ACHATS DE COMBUSTIBLES ET D'ENERGIE.....	56
NOTE 12 -	AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES.....	56
NOTE 13 -	OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET ENGAGEMENTS DANS LE CADRE DE SES ACTIVITES.....	56
13.1	ENGAGEMENTS SUR CONTRATS COMMERCIAUX.....	56
13.2	GARANTIES ET ENGAGEMENTS RELATIFS A L'EXECUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION.....	57
13.3	OBLIGATIONS EN MATIERE DE LOCATION SIMPLE.....	57
NOTE 14 -	CHARGES DE PERSONNEL.....	58
14.1	CHARGES DE PERSONNEL.....	58
14.2	EFFECTIFS MOYENS.....	58
14.3	REMUNERATION DES DIRIGEANTS.....	58
NOTE 15 -	AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPERATIONNELS.....	59
NOTE 16 -	AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION.....	59
NOTE 17 -	RESULTAT FINANCIER.....	59
17.1	COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT.....	59
17.2	CHARGES D'ACTUALISATION.....	59
17.3	AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS.....	60
17.4	RESULTAT FINANCIER DE L'EXERCICE 2004.....	60
NOTE 18 -	IMPOTS SUR LES RESULTATS.....	60
18.1	VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPOT.....	60
18.2	RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPOT THEORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPOT EFFECTIVE.....	61
18.3	VENTILATION DES ACTIFS ET DES PASSIFS D'IMPOT DIFFERE PAR NATURE.....	62
18.4	DEFICITS REPORTABLES ET CREDITS D'IMPOT.....	62
18.5	IMPOT CONSTATE EN CAPITAUX PROPRES.....	62
NOTE 19 -	RESULTAT NET ET RESULTAT NET DILUE PAR ACTION.....	62
NOTE 20 -	GOODWILL.....	63
NOTE 21 -	AUTRES ACTIFS INCORPORELS.....	63
NOTE 22 -	IMMOBILISATIONS CORPORELLES.....	63
22.1	VARIATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS).....	64
22.2	VARIATION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCEDE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS).....	65
22.3	OBLIGATIONS EN MATIERE DE CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT.....	65
NOTE 23 -	TITRES MIS EN EQUIVALENCE.....	66
NOTE 24 -	ACTIFS FINANCIERS.....	66

24.1	REPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS.....	66
24.2	VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS.....	67
24.3	DETAIL DES ACTIFS FINANCIERS.....	67
24.4	JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS HORS DERIVES.....	68
24.5	ENGAGEMENTS LIES AUX INVESTISSEMENTS.....	68
NOTE 25 -	STOCKS.....	70
NOTE 26 -	CLIENTS ET COMPTES RATTACHES.....	70
NOTE 27 -	AUTRES DEBITEURS.....	71
NOTE 28 -	TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE.....	71
NOTE 29 -	ACTIFS ET PASSIFS DETENUS EN VUE DE LEUR REVENTE.....	72
NOTE 30 -	CAPITAUX PROPRES.....	72
NOTE 31 -	PROVISIONS.....	73
31.1	REPARTITION COURANT / NON COURANT DES PROVISIONS.....	73
31.2	PROVISIONS POUR FIN DE CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLEAIRE.....	73
31.3	PROVISIONS POUR DECONSTRUCTION ET POUR DEPRECIATION DES DERNIERS CŒURS.....	75
31.4	AVANTAGES DU PERSONNEL.....	77
31.5	AUTRES PROVISIONS.....	80
NOTE 32 -	PASSIFS SPECIFIQUES DES CONCESSIONS.....	81
NOTE 33 -	PASSIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS.....	82
33.1	REPARTITION COURANT / NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS.....	82
33.2	EMPRUNTS ET DETTES FINANCIERES.....	82
33.3	ENDETTEMENT FINANCIER NET.....	83
33.4	EVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET.....	84
33.5	GARANTIES SUR EMPRUNTS.....	85
NOTE 34 -	INSTRUMENTS DERIVES.....	85
34.1	INSTRUMENTS DERIVES ET COMPTABILITE DE COUVERTURE.....	85
34.2	AUTRES INSTRUMENTS.....	87
34.3	DERIVES ACTIONS.....	88
34.4	CONTRATS DE MATIERES PREMIERES QUALIFIES DE DERIVES.....	89
NOTE 35 -	AUTRES CREDITEURS.....	89
NOTE 36 -	PARTIES LIEES.....	90
36.1	TRANSACTIONS AVEC LES SOCIETES DU PERIMETRE DE CONSOLIDATION.....	90
36.2	RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIETES PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT.....	90
NOTE 37 -	QUOTAS D'EMISSION DE GAZ A EFFET DE SERRE.....	91
NOTE 38 -	ENVIRONNEMENT.....	91
38.1	ACTIFS ENVIRONNEMENTAUX.....	91
38.2	PASSIFS ENVIRONNEMENTAUX.....	91
38.3	DEPENSES ENVIRONNEMENTALES.....	91
NOTE 39 -	EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE.....	92
NOTE 40 -	PERIMETRE DE CONSOLIDATION.....	92

Comptes de résultat consolidés

	Notes	2005	2004	2004
(en millions d'euros)				
		Pro forma		
Chiffre d'affaires	10	51 051	46 150	46 788
Achats de combustibles et d'énergie	11	(16 693)	(13 486)	(13 486)
Autres consommations externes	12	(9 109)	(8 748)	(8 748)
Charges de personnel	14	(9 834)	(9 045)	(8 744)
Impôts et taxes		(3 095)	(2 827)	(2 827)
Autres produits et charges opérationnels	15	690	514	434
Excédent brut d'exploitation		13 010	12 558	13 417
Dotations aux amortissements		(5 036)	(4 842)	(4 842)
Pertes de valeur	20 et 22.1	(147)	(1 373)	(1 373)
Autres produits et charges d'exploitation	16	251	(190)	(190)
Résultat d'exploitation		8 078	6 153	7 012
Coût de l'endettement financier brut	17.1	(1 472)	(1 568)	(1 568)
Charges d'actualisation	17.2	(2 526)	(2 432)	(4 969)
Autres produits et charges financiers	17.3	539	943	1 105
Résultat financier	17	(3 459)	(3 057)	(5 432)
		4 619	3 096	1 580
Résultat avant impôts des sociétés intégrées				
Impôts sur les résultats	18	(1 451)	(1 605)	(1 072)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	23	182	103	103
Résultat net des activités en cours d'abandon		-	-	-
Résultat net consolidé		3 350	1 594	611
dont résultat net part des minoritaires		108	(13)	(13)
dont résultat net part du Groupe		3 242	1 607	624
Résultat net part de Groupe par action :	19			
Résultat par action en euro	19	1,97		
Résultat dilué par action en euro	19	1,97		

Les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers sont appliquées à compter du 1^{er} janvier 2005 sans retraitement sur l'exercice 2004 (voir note 3).

Un compte de résultat de l'exercice 2004 pro forma intégrant les effets de la loi du 9 août 2004 au 1^{er} janvier 2004 est communiqué afin d'assurer la comparabilité des exercices 2005 et 2004 (voir note 6).

Bilans consolidés

ACTIF	Notes	31.12.2005	01.01.2005	31.12.2004
(en millions d' euros)				
(1)				
Goodwill	20	7 181	5 371	5 371
Autres actifs incorporels	21	1 886	1 288	1 288
Immobilisations corporelles	22	102 215	97 645	97 645
Titres mis en équivalence	23	2 021	2 203	2 198
Actifs financiers non courants	24	8 518	8 118	7 434
Impôts différés	18	1 719	1 050	944
Actif non courant		123 540	115 675	114 880
Stocks	25	6 695	6 678	6 678
Clients et comptes rattachés	26	16 121	13 733	15 782
Actifs financiers courants	24	11 890	5 690	3 121
Actifs d'impôts courants		275	1 369	1 369
Autres débiteurs	27	4 445	4 494	4 551
Trésorerie et équivalents de trésorerie	28	7 220	3 820	3 150
Actif courant		46 646	35 784	34 651
Actifs détenus en vue de la vente	29	728		
TOTAL DE L'ACTIF		170 914	151 459	149 531
PASSIF	Notes	31.12.2005	01.01.2005	31.12.2004
(en millions d' euros)				
(1)				
Capital	30	911	8 129	8 129
Réserves et résultats consolidés		18 250	943	307
Capitaux propres - part du Groupe		19 161	9 072	8 436
Intérêts minoritaires		979	897	899
Total des capitaux propres		20 140	9 969	9 335
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	31.2	13 918	13 494	13 494
Provisions pour déconstructions et derniers cœurs	31.3	12 907	12 367	12 367
Provisions pour avantages du personnel	31.4	12 971	13 620	13 620
Autres provisions	31.5	2 178	746	1 999
Provisions non courantes	31.1	41 974	40 227	41 480
Passifs spécifiques des concessions	32	34 907	33 694	33 694
Passifs financiers non courants	33	23 510	20 636	20 888
Autres créditeurs	35	5 932	6 438	6 479
Impôts différés	18	4 499	3 217	2 929
Passif non courant		110 822	104 212	105 470
Provisions	31.1	4 075	4 525	4 525
Fournisseurs et comptes rattachés		8 894	6 663	9 017
Passifs financiers courants	33	11 933	9 759	4 899
Dettes impôts courants		491	453	395
Autres créditeurs	35	13 967	15 878	15 890
Passif courant		39 360	37 278	34 726
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	29	592		
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		170 914	151 459	149 531

(1) Les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers sont appliquées à compter du 1^{er} janvier 2005 sans retraitement sur l'exercice 2004 (voir note 3).

Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2005	2004
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		4 619	1 580
Pertes de valeurs		147	1 373
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		6 677	8 480
Produits et charges financiers		1 153	490
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence		90	90
Plus ou moins-values de cession		(487)	(214)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	6.4	329	90
Variation du besoin en fonds de roulement		1 332	473
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		13 860	12 362
Frais financiers nets décaissés		(1 188)	(1 096)
Impôts sur le résultat payés		(392)	(2 047)
Versement de la soulte retraite		(3 296)	-
Versement Marcoule		(523)	-
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne		-	(1 224)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles		8 461	7 995
Opérations d'investissement :			
Acquisitions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise	6.5	(2 951)	(97)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles		(5 248)	(4 940)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		383	383
Variations d'actifs financiers		(2 827)	761
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement		(10 643)	(3 893)
Opérations de financement :			
Emissions d'emprunts		2 810	3 865
Remboursements d'emprunts		(3 247)	(7 230)
Dividendes versés par la société mère		(374)	(321)
Dividendes versés aux minoritaires		(54)	(46)
Augmentation de capital souscrite par les minoritaires		27	43
Augmentation des passifs spécifiques des concessions		196	174
Subventions d'investissement		70	31
Augmentation de capital d'EDF SA		6 350	
Autres variations		(223)	3
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement		5 555	(3 481)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		3 373	621
Trésorerie et équivalent de trésorerie à l'ouverture		3 150	2 497
Incidence des variations de change		84	21
Reclassements liés à l'application des normes IAS 32 et 39		670	-
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		56	-
Incidence des autres reclassements		(113)	11
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture		7 220	3 150

Les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers sont appliquées à compter du 1^{er} janvier 2005 sans retraitement sur l'exercice 2004.

Variations des capitaux propres consolidés

	Capital	Réserves consolidées et résultat	Différences de conversion	Ecart de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers	Capitaux propres part du Groupe	Intérêts minoritaires	Total capitaux propres
(en millions d'euros)							
Capitaux propres au 1er janvier 2004	8 129	(47 259)	-	-	(39 130)	913	(38 217)
Résultat		624			624	(13)	611
Dividendes versés		(321)			(321)	(46)	(367)
Différences de conversion			74		74	42	116
Autres variations		22			22	3	25
Effets de la loi du 9 août 2004 (1)		47 167			47 167	-	47 167
Capitaux propres au 31 décembre 2004	8 129	233	74	-	8 436	899	9 335
Retraitements IAS 32 & 39		366	(4)	274	636	(2)	634
Capitaux propres au 1er janvier 2005	8 129	599	70	274	9 072	897	9 969
Variations de juste valeur des actifs disponibles à la vente (2)				468	468	1	469
Variations de juste valeur des instruments financiers de couverture (2)				183	183	10	193
Différences de conversion			(118)	82	(36)	7	(29)
Offre réservée aux salariés (5)		329			329		329
Autres variations		34	26	9	69	10	79
Variations directement reconnues en capitaux propres	-	363	(92)	742	1 013	28	1 041
Réduction de capital (3)	(7 316)	7 316			-		-
Augmentation de capital (4)	98	6 110			6 208		6 208
Résultat		3 242			3 242	108	3 350
Dividendes distribués		(374)			(374)	(54)	(428)
Capitaux propres au 31 décembre 2005	911	17 256	(22)	1 016	19 161	979	20 140

(1) La réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG étant intervenue en substance au 31 décembre 2004, EDF a repris les provisions à hauteur de 49 755 millions d'euros. Par ailleurs, un montant de (2 392) millions d'euros a été comptabilisé au titre des soultes et contributions de maintien de droits, et un montant de (196) millions d'euros au titre des autres avantages du personnel IEG.

(2) Ces variations sont liées à la mise en œuvre des normes IAS 32 et 39 à compter du 1^{er} janvier 2005.

(3) Lors de sa réunion du 27 octobre 2005, le Conseil d'administration a décidé de réduire le capital social d'un montant de 7 316 millions d'euros, en contrepartie d'une augmentation équivalente des réserves. Les capitaux propres restent inchangés.

(4) Le 18 novembre 2005, EDF SA a procédé à une augmentation de capital par appel public à l'épargne de 187 869 028 actions d'une valeur nominale de 0,5 euro, soit d'un montant de 94 millions d'euros, réalisée dans le cadre d'un placement global garanti auprès d'investisseurs institutionnels en France et hors de France, et auprès du public au Japon, ainsi que d'une offre à prix ouvert auprès du public en France.

Le 20 décembre 2005 à l'issue de l'exercice partiel par les banques de l'option de sur-allocation, EDF SA a procédé à une augmentation de capital de 8 502 062 actions d'une valeur nominale de 0,5 euros pour un montant de 4,2 millions d'euros. A l'issue de cette opération, le capital social s'élève à 911 millions d'euros. Le produit de ces souscriptions se traduit par un impact sur les capitaux propres de 6 208 millions d'euros, correspondant à 6 350 millions d'euros d'augmentation de capital diminués des frais liés à cette augmentation pour un montant net d'impôt de 142 millions d'euros.

(5) voir notes 6.4 et 14.

Annexe aux comptes consolidés

Electricité de France est une entreprise domiciliée en France. Les états financiers au 31 décembre 2005 ont été arrêtés par le Conseil d'administration du 22 février 2006. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'assemblée générale qui se tiendra le 9 juin 2006.

Note 1 - Référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2005 sont établis pour la première fois selon les normes comptables internationales applicables au 31 décembre 2005 telles qu'approuvées par l'Union européenne et les dispositions de la norme IFRS 1 « Première adoption des normes internationales ». Les normes comptables internationales comprennent les IFRS (International Financial Reporting Standards), les IAS (International Accounting Standards) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Ces états financiers sont présentés avec en comparatif l'exercice 2004 établi selon le même référentiel, à l'exception des normes IAS 32 et IAS 39 (relatives aux instruments financiers) et IFRS 4 (contrats d'assurance) appliquées à compter du 1er janvier 2005. La note 2 décrit la méthodologie et les principes retenus au titre de cette transition, et présente l'impact chiffré de la première application des normes IFRS au 1^{er} janvier 2004.

La note 3 décrit les effets de la transition aux normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers au 1^{er} janvier 2005.

Les comptes consolidés aux 31 décembre 2004 et 31 décembre 2003 établis selon les normes françaises en vertu des dispositions antérieures du Code de commerce sont joints dans le Document de base enregistré par l'Autorité des marchés financiers (AMF) le 13 juillet 2005.

Le Groupe a appliqué par anticipation la révision de la norme IAS 39 « Instruments financiers », concernant l'option de juste valeur, applicable pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2006.

Les normes, amendements et interprétations IFRS émis à la date d'arrêté des comptes mais non encore entrés en vigueur pour lesquels le Groupe n'a pas opté pour une application anticipée, mais qui sont susceptibles de concerner le Groupe sont les suivants :

- révision de la norme IAS 19 « Avantages au personnel » : gains et pertes actuariels, régimes groupe et information à fournir, applicable pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2006,
- IFRIC 4 - Déterminer si un contrat contient un contrat de location -

L'impact potentiel de ces normes, amendements et interprétations est en cours d'évaluation.

Dans le contexte actuel de son financement des obligations de démantèlement, EDF estime ne pas être concerné par l'interprétation IFRIC 5 « Droits aux intérêts provenant des fonds de démantèlement, restauration et réhabilitation ».

Note 2 - Effet de la première application des normes IFRS

Conformément à la norme IFRS 1 « première adoption des normes internationales », le Groupe EDF a préparé des informations financières 2004 sur la transition aux normes IFRS, présentant l'impact chiffré du passage aux IFRS sur :

- le bilan à la date de transition, soit le 1er janvier 2004,
- les rapprochements du bilan et des capitaux propres entre les normes françaises et les normes IFRS au 1er janvier 2004 et au 31 décembre 2004
- le rapprochement du compte de résultat 2004.

EDF - Comptes consolidés au 31 décembre 2005

2.1 Rapprochement du bilan consolidé normes françaises - normes IFRS au 1er janvier 2004

	01.01.2004		01.01.2004		01.01.2004
	Normes françaises	Changements de présentation	Normes françaises au format IFRS	Total ajustements IFRS	IFRS
ACTIF (en millions d'euros)					
Ecarts d'acquisition	5 659		5 659	40	5 699
Actifs incorporels	859		859	92	951
Immobilisations corporelles	99 012		99 012	128	99 140
Titres mis en équivalence	2 146		2 146	(27)	2 119
Actifs financiers non courants	7 315	(324)	6 991		6 991
Impôts différés	216		216	(58)	158
Actif non courant	115 207	(324)	114 883	175	115 058
Stocks	6 924		6 924	31	6 955
Clients et comptes rattachés	14 394		14 394	(22)	14 372
Actifs financiers courants	3 072	324	3 396		3 396
Autres débiteurs	4 780		4 780	(214)	4 566
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 523		2 523	(26)	2 497
Actif courant	31 693	324	32 017	(231)	31 786
TOTAL DE L'ACTIF	146 900	0	146 900	(56)	146 844

	01.01.2004		01.01.2004		01.01.2004
	Normes françaises	Changements de présentation	Normes françaises au format IFRS	Total ajustements IFRS	IFRS
PASSIF (en millions d'euros)					
Capital	8 129		8 129		8 129
Réserves et Résultat Consolidés	10 796		10 796	(58 055)	(47 259)
Capitaux propres - part du groupe	18 925	-	18 925	(58 055)	(39 130)
Intérêts minoritaires	915		915	(2)	913
Total des capitaux propres	19 840	-	19 840	(58 057)	(38 217)
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	14 658	(763)	13 895		13 895
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	12 101	(3)	12 098		12 098
Avantages du personnel	2 185	(113)	2 072	57 949	60 021
Autres provisions	3 512	(1 207)	2 305		2 305
Provisions non courantes	32 456	(2 086)	30 370	57 949	88 319
Passifs spécifiques des concessions	33 682		33 682	(1 146)	32 536
Passifs financiers non courants	29 604	(9 890)	19 714		19 714
Autres créditeurs		5 109	5 109	1 606	6 715
Impôts différés	5 853		5 853	(2 984)	2 869
Passif non courant	101 595	(6 867)	94 728	55 425	150 153
Provisions		2 087	2 087	2 493	4 580
Fournisseurs et comptes rattachés	8 164	(444)	7 720		7 720
Passifs financiers courants		9 890	9 890	1	9 891
Dettes impôts courants		1 042	1 042		1 042
Autres créditeurs	17 301	(5 708)	11 593	82	11 675
Passif courant	25 465	6 867	32 332	2 576	34 908
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	146 900	-	146 900	(56)	146 844

Les principaux ajustements IFRS sont détaillés au paragraphe 2.5 intitulé « Principaux retraitements opérés sur le bilan consolidé au 1er janvier 2004 ».

Note : les passifs spécifiques des concessions incluent la provision pour renouvellement des immobilisations en concession qui était présentée en provision pour risques et charges dans les états financiers établis selon les principes comptables français au 31 décembre 2004, (14 640 millions d'euros au 31/12/2004 et 13 939 au 1er janvier 2004).

2.3 Rapprochement du compte de résultat résumé consolidé 2004 normes françaises - normes IFRS

(en millions d'euros)	Normes Françaises	Changements de présentation	Normes Françaises au format IFRS	Total ajustements IFRS	IFRS
	2004		2004		2004
Chiffre d'affaires	46 928		46 928	(140)	46 788
Consommations externes	(23 476)	406	(23 070)	836	(22 234)
Charges de personnel	(9 596)	(333)	(9 929)	1 185	(8 744)
Impôts et taxes	(2 853)	26	(2 827)		(2 827)
Autres produits et charges opérationnels	1 124	(697)	427	7	434
Excédent brut d'exploitation	12 127	(598)	11 529	1 888	13 417
Dotations nettes aux amortissements	(4 716)		(4 716)	(126)	(4 842)
Dotations nettes aux provisions	(1 573)	1 573			
Perte de valeur		(1 685)	(1 685)	312	(1 373)
Autres produits et charges d'exploitation	(190)		(190)		(190)
Résultat d'exploitation	5 648	(710)	4 938	2 074	7 012
Résultat financier	(2 185)		(2 185)	(3 247)	(5 432)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	3 463	(710)	2 753	(1 173)	1 580
Impôts sur les résultats	(1 494)		(1 494)	422	(1 072)
Dotations nettes aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition	(710)	710			
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	68		68	35	103
Résultat net	1 327		1 327	(716)	611
Intérêts minoritaires	(14)		(14)	1	(13)
Résultat net d'EDF	1 341		1 341	(717)	624
Résultat par action en euro	0,82		0,82		0,38

(1) Les principaux ajustements IFRS sont détaillés dans le paragraphe 2.7 intitulé « Principaux retraitements opérés sur le compte de résultat consolidé ».

La finalisation des travaux relatifs à la transition a conduit à des reclassements entre la ligne « Autres produits et charges opérationnels » et la ligne « Charges de personnel ». Ces reclassements se traduisent par une augmentation des charges de personnel de 173 millions d'euros et une réduction correspondante des autres charges opérationnelles.

2.4 Rapprochement des capitaux propres consolidés normes françaises - normes IFRS au 31 décembre 2004

(en millions d'euros)	1er janvier 2004	Résultat de l'exercice	Impact			Intérêts minoritaires	Total Capitaux propres
			Loi du 9 août	Autres 31/12/2004			
Capitaux propres en principes comptables français	18 924	1 341	(2 392)	(306)	17 567	893	18 460
Retraitements IFRS							
Retraites du personnel IEG	(57 452)	(1 310)	49 755		(9 007)	-	(9 007)
Avantages du personnel IEG	(2 323)	(127)	(196)		(2 646)	-	(2 646)
Concessions de forces hydrauliques	696				696	-	696
Autres retraitements relatifs aux concessions	(330)	(55)			(385)	-	(385)
Tickets de raccordement	(1 968)	(131)			(2 099)	-	(2 099)
Dépenses de sécurité nucléaire	1 133	123			1 256	-	1 256
Annulation des amortissements des écarts d'acquisition	-	348			348	1	349
Mise à zéro des écarts actuariels	(711)	35			(676)		(676)
Autres retraitements	(25)	(21)		(9)	(55)	5	(50)
Total des retraitements	(60 980)	(1 138)	49 559	(9)	(12 568)	6	(12 562)
Effet impôt sur retraitements	2 926	421		90	3 437		3 437
Capitaux propres en normes IFRS	(39 130)	624	47 167	(225)	8 436	899	9 335

La colonne « Autres » comprend principalement le versement des dividendes à l'actionnaire en 2004 et la variation des différences de conversion sur 2004.

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

2.5 Principaux retraitements opérés sur le bilan consolidé au 1er janvier 2004

ACTIF	01.01.2004									01.01.2004	
	Normes françaises au format IFRS (1)	Retraites	Autres avantages LT	Concessions	Tickets de raccordement	Activation des dépenses de sécurité nucléaire	Ecarts d'acquisition	Autres	Total ajustements IFRS	IFRS	IFRS
(en millions d'euros)											
Ecarts d'acquisition	5 659						-	40	40	5 699	
Actifs incorporels	859							92	92	951	
Immobilisations corporelles	99 012			(780)		1 133		(225)	128	99 140	
Titres mis en équivalence	2 146							(27)	(27)	2 119	
Actifs financiers non courants	6 991							-	-	6 991	
Impôts différés	216	2 053	693	41	450			(3 295)	(58)	158	
Actif non courant	114 883	2 053	693	(739)	450	1 133	-	(3 415)	175	115 058	
Stocks	6 924							31	31	6 955	
Clients et comptes rattachés	14 394							(22)	(22)	14 372	
Actifs financiers courants	3 396							-	-	3 396	
Autres débiteurs	4 780							(214)	(214)	4 566	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 523							(26)	(26)	2 497	
Actif courant	32 017	-	-	-	-	-	-	(231)	(231)	31 786	
TOTAL DE L'ACTIF	146 900	2 053	693	(739)	450	1 133	-	(3 646)	(56)	146 844	
PASSIF	01.01.2004									01.01.2004	
	Normes françaises au format IFRS (1)	Retraites	Autres avantages LT	Concessions	Tickets de raccordement	Activation des dépenses de sécurité nucléaire	Ecarts d'acquisition	Autres	Total ajustements IFRS	IFRS	IFRS
(en millions d'euros)											
Capital	8 129							-	-	8 129	
Réserves et Résultat Consolidés	10 796	(55 399)	(1 630)	279	(1 518)	743	-	(530)	(58 055)	(47 259)	
Capitaux propres - part du Groupe	18 925	(55 399)	(1 630)	279	(1 518)	743	-	(530)	(58 055)	(39 130)	
Intérêts minoritaires	915							(2)	(2)	913	
Capitaux propres	19 840	(55 399)	(1 630)	279	(1 518)	743	-	(532)	(58 057)	(38 217)	
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	25 993							-	-	25 993	
Avantages du personnel	2 072	55 065	2 216					668	57 949	60 021	
Autres provisions	2 305							-	-	2 305	
Provisions non courantes	30 370	55 065	2 216	-	-	-	-	668	57 949	88 319	
Passifs spécifiques des concessions	33 682			(1 146)				-	(1 146)	32 536	
Passifs financiers non courants	19 714							-	-	19 714	
Autres créditeurs	5 109				1 968			(362)	1 606	6 715	
Impôts différés	5 853			128		390		(3 502)	(2 984)	2 869	
Passif non-courant	94 728	55 065	2 216	(1 018)	1 968	390	-	(3 196)	55 425	150 153	
Provisions	2 087	2 387	107					(1)	2 493	4 580	
Fournisseurs et comptes rattachés	7 720							-	-	7 720	
Passifs financiers courants	9 890							1	1	9 891	
Dettes impôts courants	1 042							-	-	1 042	
Autres créditeurs	11 593							81	81	11 674	
Passif courant	32 332	2 387	107	-	-	-	-	81	2 575	34 908	
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	146 900	2 053	693	(739)	450	1 133	-	(3 646)	(56)	146 844	

(1) Le passage des comptes des normes françaises aux normes françaises au format IFRS est détaillé au paragraphe 2.1 intitulé « Rapprochement du bilan consolidé normes françaises – normes IFRS au 1er janvier 2004 ».

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

2.6 Principaux retraitements opérés sur le bilan consolidé au 31 décembre 2004

ACTIF	31.12.2004								31.12.2004	
	Normes françaises au format IFRS (1)	Retraites	Autres avantages long terme	Concessions	Tickets de raccordement	Activation des dépenses de sécurité nucléaire	Ecarts d'acquisition	Autres	Total ajustements IFRS	IFRS
(en millions d'euros)										
Ecarts d'acquisition	5 024						310	37	347	5 371
Actifs incorporels	1 181						-	107	107	1 288
Immobilisations corporelles	97 407			(780)		1 257		(239)	238	97 645
Titres mis en équivalence	2 187						38	(27)	11	2 198
Actifs financiers non courants	7 434								-	7 434
Impôts différés	200	2 517	738	45	495			(3 051)	744	944
Actif non courant	113 433	2 517	738	(735)	495	1 257	348	(3 173)	1 447	114 880
Stocks	6 660							18	18	6 678
Clients et comptes rattachés	15 869							(87)	(87)	15 782
Actifs financiers courants	3 121								-	3 121
Autres débiteurs	6 135							(215)	(215)	5 920
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 157							(7)	(7)	3 150
Actif courant	34 942	-	-	-	-	-	-	(291)	(291)	34 651
TOTAL DE L'ACTIF	148 375	2 517	738	(735)	495	1 257	348	(3 464)	1 156	149 531
PASSIF	31.12.2004								31.12.2004	
	Normes françaises au format IFRS (1)	Retraites	Autres avantages long terme	Concessions	Tickets de raccordement	Activation des dépenses de sécurité nucléaire	Ecarts d'acquisition	Autres	Total ajustements IFRS	IFRS
(en millions d'euros)										
Capital	8 129								-	8 129
Réserves et Résultat Consolidés	9 438	(6 490)	(1 908)	230	(1 604)	824	348	(532)	(9 131)	307
Capitaux propres - part du Groupe	17 567	(6 490)	(1 908)	230	(1 604)	824	348	(532)	(9 131)	8 436
Intérêts minoritaires	893							6	6	899
Capitaux propres	18 460	(6 490)	(1 908)	230	(1 604)	824	348	(526)	(9 125)	9 335
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	25 861								-	25 861
Avantages du personnel	2 049	8 594	2 365					612	11 571	13 620
Autres provisions	1 999								-	1 999
Provisions non courantes	29 909	8 594	2 365	-	-	-	-	612	11 571	41 480
Passifs spécifiques des concessions	34 786			(1 092)					(1 092)	33 694
Passifs financiers non courants	20 888								-	20 888
Autres créditeurs	4 844				2 099			(464)	1 635	6 479
Impôts différés	5 624			127		433		(3 255)	(2 695)	2 929
Passif non-courant	96 051	8 594	2 365	(965)	2 099	433	-	(3 107)	9 419	105 470
Provisions	3 810	413	281					21	715	4 525
Fournisseurs et comptes rattachés	9 017								-	9 017
Passifs financiers courants	4 898							1	1	4 899
Dettes impôts courants	404							(9)	(9)	395
Autres créditeurs	15 735							155	155	15 890
Passif courant	33 864	413	281	-	-	-	-	168	862	34 726
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	148 375	2 517	738	(735)	495	1 257	348	(3 464)	1 156	149 531

- 1) Le passage des comptes des normes françaises aux normes françaises au format IFRS est détaillé au paragraphe 2.2 intitulé « Rapprochement du bilan consolidé normes françaises – normes IFRS au 31 décembre 2004 ».

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

2.7 Principaux retraitements opérés sur le compte de résultat consolidé 2004

(en millions d'euros)	Normes françaises au format IFRS (1)	Retraites	Autres avantages long terme	Concessions	Tickets de raccordement	Activation des dépenses de sécurité nucléaire	Ecart d'acquisition	Autres	Total ajustements IFRS (2)	IFRS 2004
Chiffre d'affaires	46 928				(131)			(9)	(140)	46 788
Consommations externes	(23 070)	605				230		1	836	(22 234)
Charges de personnel	(9 756)	1 114	35					(137)	1 012	(8 744)
Impôts et taxes	(2 827)									(2 827)
Autres produits et charges opérationnels	254			3			1	176	180	434
Excédent brut d'exploitation	11 529	1 719	35	3	(131)	230	1	31	1 888	13 417
Dotations nettes aux amortissements	(4 716)			(58)		(107)		39	(126)	(4 842)
Perte de valeur	(1 685)						312		312	(1 373)
Autres produits & charges	(190)									(190)
Résultat d'exploitation	4 938	1 719	35	(55)	(131)	123	313	70	2 074	7 012
Résultat financier	(2 185)	(3 029)	(162)				(3)	(53)	(3 247)	(5 432)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	2 753	(1 310)	(127)	(55)	(131)	123	310	17	(1 173)	1 580
Impôts sur les résultats	(1 494)	464	45	6	45	(43)		(95)	422	(1 072)
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	68						38	(3)	35	103
Résultat net	1 327	(846)	(82)	(49)	(86)	80	348	(81)	(716)	611
Intérêts minoritaires	(14)						(1)	2	1	(13)
Résultat net part du Groupe	1 341	(846)	(82)	(49)	(86)	80	349	(83)	(717)	624

(1) Le passage des comptes des normes françaises aux normes françaises au format IFRS est détaillé au paragraphe 2.3 intitulé « Rapprochement du compte de résultat consolidé 2004 normes françaises – normes IFRS ».

(2) La finalisation des travaux relatifs à la transition a conduit à des reclassements entre la ligne « Autres produits et charges opérationnels » et la ligne « Charges de personnel ». Ces reclassements se traduisent par une augmentation des charges de personnel de 173 millions d'euros et une réduction correspondante des autres charges opérationnelles.

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

2.8 Principaux retraitements opérés sur le tableau de flux de trésorerie consolidé 2004

(en millions d'euros)	2004 Normes françaises	Changements de présentation	2004 Normes françaises au format IFRS	Retraites	Autres avantages du personnel	Concessions	Tickets de raccordement	Dépenses de sécurité nucléaire	Ecart d'acquisition	Autres	IFRS 2004
Opérations d'exploitation :											
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	3 463	(710)	2 753	(1 310)	(127)	(55)	(131)	123	310	17	1 580
Annulation des pertes de valeurs		1 685	1 685						(312)	-	1 373
Annulation des amortissements et provisions	7 930	(975)	6 955	1 310	127	55		107		(74)	8 480
Annulation des produits et charges financiers	482	-	482	-	-				3	5	490
Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence	90	-	90							-	90
Elimination des plus ou moins values de cession	(260)	-	(260)							46	(214)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie *	90	-	90			-				-	90
Variation du besoin en fonds de roulement	318		318				131			24	473
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation											
	12 113	-	12 113	-	-	-	-	230	1	18	12 362
Frais financiers nets décaissés	(1 096)	-	(1 096)							-	(1 096)
Impôts sur le résultat payés	(2 047)	-	(2 047)							-	(2 047)
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne	(1 224)	-	(1 224)							-	(1 224)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles											
	7 746	-	7 746	-	-	-	-	230	1	18	7 995
Opérations d'investissement :											
Variations de périmètre	(97)	-	(97)							-	(97)
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(4 710)	-	(4 710)					(230)		-	(4 940)
Acquisitions d'immobilisations financières	(1 116)	-	(1 116)							-	(1 116)
Cessions d'immobilisations	1 453	-	1 453							-	1 453
Variations d'actifs financiers	807	-	807							-	807
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement											
	(3 663)	-	(3 663)					(230)		-	(3 893)
Opérations de financement :											
Emissions d'emprunts	3 865	-	3 865							-	3 865
Remboursements d'emprunts	(7 230)	-	(7 230)							-	(7 230)
Dividendes versés par la société mère	(321)	-	(321)							-	(321)
Dividendes versés aux minoritaires	(46)	-	(46)							-	(46)
Augmentation de capital en numéraire	43	-	43							-	43
Augmentation des passifs spécifiques des concessions	174	-	174							-	174
Subventions d'investissement	31	-	31							-	31
Autres variations	3	-	3							-	3
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement											
	(3 481)	-	(3 481)							-	(3 481)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie											
	602	-	602	-	-	-	-	-	1	18	621
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	2 523	-	2 523	-					(2)	(24)	2 497
Incidence des variations de change	21	-	21							-	21
Incidence des autres reclassements	11	-	11							-	11
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture											
	3 157	-	3 157	-	-	-	-	-	(1)	(6)	3 150

* effet du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule

2.9 Notes explicatives sur les options comptables retenues

Les paragraphes ci-dessous décrivent les modalités de la première application par EDF des règles et méthodes IFRS au titre de l'exercice 2004 .

2.9.1 Présentation des options et exemptions IFRS 1

La norme IFRS 1, qui détaille les modalités de première adoption des IFRS, autorise certaines dérogations au principe général d'application rétrospective des normes internationales. Dans ce cadre, les options retenues par le Groupe EDF sont les suivantes :

- Les regroupements d'entreprises antérieurs au 1er janvier 2004 ne sont pas retraités rétrospectivement dans le bilan d'ouverture.
- Les différences de conversion relatives à un investissement net dans une entité étrangère et comptabilisées au poste « Différences de conversion » dans les capitaux propres sont mises à zéro en contrepartie des réserves de consolidation.
- Les écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel, non comptabilisés en vertu de l'application de la méthode du « corridor », sont comptabilisés en provision «Avantages du personnel» au 1er janvier 2004 en contrepartie des réserves de consolidation.
- Le Groupe EDF a maintenu l'effet de certaines réévaluations des immobilisations corporelles antérieures au 1er janvier 2004.

Ces options s'appliquent pour les entités du Groupe qui ne publiaient pas de comptes établis selon le référentiel IFRS. En ce qui concerne EnBW, qui publie des comptes IFRS depuis 2003, ces options n'ont pas été appliquées dans les comptes consolidés du Groupe EDF.

Les instruments financiers restent comptabilisés en 2004 selon les principes comptables du référentiel français, les normes IAS 32 et IAS 39 n'étant d'application obligatoire qu'à compter du 1er janvier 2005.

2.9.2 Méthodes IFRS optionnelles retenues

Sur le plan des règles et méthodes, le Groupe a retenu les options suivantes :

- les actifs corporels et incorporels figurent au bilan au coût amorti, le Groupe n'ayant pas choisi d'exercer l'option pour la juste valeur ;
- les gains et pertes actuariels sur la provision pour avantages du personnel 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 ;
- les coûts d'emprunt des capitaux utilisés pour financer les immobilisations corporelles sont comptabilisés en charges ;
- les sociétés contrôlées conjointement sont consolidées par intégration proportionnelle,
- les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif et reprises dans le compte de résultat au même rythme que les amortissements relatifs aux immobilisations qu'elles ont contribuées à financer.

2.9.3 Règles de présentation

Au compte de résultat de l'exercice 2004, les autres produits et charges d'exploitation comprennent des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant, dont l'effet net du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule pour 190 millions d'euros.

Les reclassements se détaillent comme suit :

- les dotations nettes aux provisions ont été reclassées par nature de charges,
- la dotation nette aux amortissements et provisions des écarts d'acquisition est également reclassée à la ligne perte de valeur.

Les règles suivantes de présentation du bilan ont été retenues :

- les impôts différés actifs et passifs sont classés en totalité en non courant ;
- les actifs et passifs constitutifs du besoin en fond de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant ;
- au passif, le compte spécifique des concessions et la provision pour renouvellement des immobilisations sont regroupés sous un même compte dénommé « Passif spécifique des concessions », classé en non courant ; les « Dettes impôt courant » ont été isolées des « Autres créditeurs » au sein des passifs courants.

Par ailleurs, le bilan présente séparément les actifs et passifs hors cycle normal d'exploitation, en courants d'une part, et non courants d'autre part, selon que leur échéance se trouve à plus ou moins d'un an.

2.10 Principaux retraitements et leur impact sur les capitaux propres au 1er janvier 2004 et au 31 décembre 2004 et sur le résultat 2004.

2.10.1 Retraites du personnel de la branche des industries électriques et gazières (IEG)

En application de la norme IAS 19 « Avantages du personnel », le Groupe constitue des provisions au titre des avantages postérieurs à l'emploi dès lors que ces avantages sont à prestations définies, et au titre des autres avantages à long terme (voir présentation détaillée de ces avantages en note 31.4). Ces provisions sont évaluées selon la méthode des unités de crédit projetées telle que prévue par la norme IAS 19.

La réforme du financement du régime des retraites, résultant de la loi du 9 août 2004, est traduite de la manière suivante dans les informations financières comparatives IFRS de l'exercice 2004 :

- avant réforme, les engagements au 1er janvier 2004 s'élèvent à 60 677 millions d'euros. Ces engagements sont provisionnés par la contrepartie des réserves consolidées, nets des actifs externalisés dont la juste valeur au 1er janvier 2004 s'élève à 3 225 millions d'euros, pour un montant de 57 452 millions d'euros ;
- au 31 décembre 2004 les engagements tiennent compte des effets de la réforme selon les dispositions suivantes :
 - les conventions financières conclues entre la CNIEG et le régime général (CNAV) et les régimes complémentaires (AGIRC ARRCO) au titre des droits dits de base, permettent au Groupe de les assimiler à des régimes à cotisations définies car elles remettent le Groupe dans la même situation que les entreprises affiliées aux régimes de droit commun ; les engagements correspondants ne sont par conséquent pas provisionnés selon la norme IAS 19 ; les contributions exceptionnelles à verser au régime général et aux régimes de retraites complémentaires au titre du personnel des activités non régulées sont enregistrées en dettes et provisions pour risques et charges dans les comptes consolidés établis en normes françaises au 31 décembre 2004 (3 683 millions d'euros) ;
 - le financement des droits spécifiques passés des personnels des activités régulées (transport et distribution) calculés au 31 décembre 2004 (16,3 milliards d'euros), - ainsi que des contributions exceptionnelles à verser au régime général et aux régimes de retraites complémentaires - est assuré par le prélèvement de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et n'incombe plus à EDF ; en conséquence, ces engagements n'ont plus lieu d'être provisionnés dans les comptes du Groupe ;
 - les droits spécifiques passés des personnels des activités non régulées (production et commercialisation), évalués au 31 décembre 2004, restent à la charge du Groupe et sont intégralement provisionnés dans les informations financières établies selon les normes internationales au 31 décembre 2004 (9 007 millions d'euros nets des actifs externalisés).

En conséquence, la réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG a pour effet de reprendre les provisions constituées à l'ouverture pour un montant de 49 755 millions d'euros. Cette reprise est enregistrée en capitaux propres à fin 2004. Le compte de résultat enregistre la charge de retraite avant réforme.

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

L'évolution de la provision pour retraites des IEG sur l'exercice 2004 peut s'analyser comme suit :

en millions d'euros		
Valeur actualisée de l'obligation au 1er janvier 2004		60 677
Coût des services rendus		1 212
Charges d'intérêts		3 094
Prestations versées		(2 434)
Pertes & gains actuariels nés sur l'exercice		5 945
Effet de la réforme du financement au 31 décembre 2004	(1)	(54 529)
Engagements retraites au 31 décembre 2004 post réforme		13 965
Actifs de couverture au 31 décembre 2004		(3 800)
Ecart actuariel au 31 décembre 2004 après réforme		(1 158)
Provision pour retraites au 31 décembre 2004		9 007

- (1) Le montant repris par capitaux propres de 49 755 millions d'euros correspond à l'effet de la réforme sur les engagements (54 529 millions d'euros) et à la quote-part des écarts actuariels associés (4 774 millions d'euros).

2.10.2 Autres avantages du personnel IEG

En vertu de la norme IAS 19, « Avantages du personnel », le Groupe constitue également des provisions au titre des autres avantages postérieurs à l'emploi dès lors que ces avantages sont à prestations définies, et au titre des autres avantages long terme (voir présentation détaillée de ces avantages en note 31.4).

Compte tenu des provisions figurant déjà dans les comptes en normes françaises, un complément de provisions, évalué selon la méthode des unités de crédit projetées, a été constaté en IFRS à hauteur de 2 323 millions d'euros au 1er janvier 2004. Il concerne principalement les avantages en nature énergie, les rentes accident du travail et maladies professionnelles pour les agents inactifs, ainsi que le complément exceptionnel de retraite. Au 31 décembre 2004, il s'analyse comme suit :

Avantages en nature énergie	1 133
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	663
Indemnités de fin de carrière	488
Complément exceptionnel retraite	338
Indemnités de secours immédiat	262
Indemnités de congés exceptionnels	177
Indemnités compensatrices de frais d'études	36
Aide bénévole amiante	16
Sous-total des engagements postérieurs à l'emploi	3 113
Juste valeur des fonds externalisés (au titre des indemnités de fin de carrière)	(462)
Sous-total des engagements postérieurs à l'emploi net des fonds externalisés	2 651
Engagements au titre des avantages à long terme (médailles du travail...)	278
Ecarts actuariels non reconnus (passage d'un taux d'actualisation de 5% à 4,5% en 2004)	(169)
Total provision constituée dans les comptes IFRS au 31 décembre 2004	2 760
Dont provision déjà reconnue dans les comptes en normes françaises	(278)
Instauration de charges sociales sur certains avantages au personnel	164
Complément de provision constitué dans les comptes IFRS au 31 décembre 2004	2 646
Effet d'impôt	(738)
Impact négatif net sur les capitaux propres au 31 décembre 2004	1 908

Par ailleurs, dans le cadre de la réforme du régime complémentaire maladie décrite en note 31.4.2, l'engagement préexistant à cette réforme n'a pu être évalué au 31 décembre 2004 en l'absence de séparation comptable entre les deux sections relatives aux actifs et aux retraités et d'informations statistiques historiques suffisamment détaillées et fiables. Cet engagement n'est en conséquence pas comptabilisé à la date de transition et au 31 décembre 2004. Les dispositions réglementaires prises début 2005 qui établissent un régime à cotisations définies vis-à-vis des agents en activité et suppriment toute participation d'EDF au financement de la section des retraités, libèrent ainsi l'entreprise de tout engagement à ce titre.

2.10.3 Concessions de Forces hydrauliques d'EDF SA

En application des normes IFRS 1 « Première adoption des IFRS », IAS 16 « Immobilisations corporelles » et IAS 37 « Provisions, passifs et actifs éventuels », les droits du concédant, composés majoritairement des écarts de réévaluation de 1959 et 1976, n'ayant pas le caractère de dette envers le concédant ont été éliminés pour un montant global de 1 476 millions d'euros, respectivement :

- en ce qui concerne la réévaluation de 1959, par les capitaux propres au 1er janvier 2004 ce qui a pour effet de les augmenter de 696 millions d'euros ;
- et, s'agissant de la réévaluation de 1976 par imputation sur la valeur nette des immobilisations correspondantes à due concurrence de 780 millions d'euros, soit sans impact sur les capitaux propres.

Ces retraitements sont sans impact sur le résultat IFRS de l'exercice 2004.

2.10.4 Autres retraitements relatifs aux concessions

En application notamment de la norme IAS 37 « Provisions, passifs et actifs éventuels », les autres retraitements, comptabilisés dans les comptes comparatifs IFRS au titre de l'exercice 2004, concernent essentiellement les biens non renouvelables et les biens d'électrification rurale. Ces retraitements sont détaillés ci-après :

- Une provision pour renouvellement a été constatée pour la première fois sur les biens du régime d'électrification rurale (ER) renouvelable avant le terme des concessions. Son assiette est égale à 20% de l'écart entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine des biens concernés. Cette provision traduit l'obligation d'EDF envers le concédant, le pourcentage de 20 % retenu correspondant au taux moyen de financement de ces ouvrages par EDF historiquement observé jusqu'à présent.
- Remplacement de l'amortissement de caducité par un amortissement industriel pour la part financée par EDF : le financement du concessionnaire est désormais amorti sur la durée de vie du bien et non sur la durée résiduelle de la concession. En conséquence, l'amortissement de caducité des biens non renouvelables a été remplacé dans les comptes comparatifs IFRS au titre de l'exercice 2004 par un amortissement industriel sur la part financée par le concessionnaire.

L'effet sur les capitaux propres de ces retraitements est reflété dans la ligne « autres retraitements relatifs aux concessions » présentée dans le tableau de passage des capitaux propres des normes françaises vers les normes IFRS (note 2.4). Il s'élève à (330) millions d'euros avant impôt au 1er janvier 2004, et à (385) millions d'euros au 31 décembre 2004, soit un effet sur le résultat IFRS 2004 de (55) millions d'euros avant impôts.

Effet avant impôt en millions d'euros

	<u>01.01.2004</u>	<u>Résultat 2004</u>	<u>31.12.2004</u>
Dotations nettes aux provisions - provision pour renouvellement biens ER	(314)	(24)	(338)
Dotations nettes aux provisions - remplacement amortissement de caducité par amortissement industriel	(16)	(31)	(47)
Total	<u>(330)</u>	<u>(55)</u>	<u>(385)</u>

2.10.5 Tickets de raccordement

A l'occasion du raccordement d'un client au réseau (majoritairement au tarif bleu), un droit d'accès au réseau (ticket de raccordement) est facturé au client pour un montant forfaitaire. En normes françaises, ce montant était reconnu lors de la facturation de la prestation. En application de la norme IAS 18 « Produits des activités ordinaires », ce montant est différé et comptabilisé en chiffre d'affaires sur une durée moyenne de 20 ans. Cet ajustement entraîne un impact négatif de 1 968 millions d'euros avant impôt (1 518 millions d'euros net d'impôt) sur les capitaux propres au 1er janvier 2004, une diminution du chiffre d'affaires de 131 millions d'euros, soit (86) millions d'euros sur le résultat net au titre de l'exercice 2004.

La contrepartie de l'annulation de ces produits est comptabilisée en produits constatés d'avance (« Autres créditeurs »).

2.10.6 Dépenses de sécurité nucléaire

En application de la norme IAS 16 « Immobilisations corporelles » révisée en décembre 2003, certaines dépenses de sécurité nucléaire ont été capitalisées : il s'agit de dépenses engagées à la suite d'obligations légales et réglementaires, sous peine d'interdiction administrative d'exploitation. En normes françaises, dans l'attente de l'application du règlement CRC

2004-06 relatif à la définition, la comptabilisation et à l'évaluation des actifs (applicable dans les comptes ouverts à compter du 1er janvier 2005), ces dépenses étaient passées en charges.

Le retraitement relatif au parc de production nucléaire d'EDF conduit à une augmentation de 1 133 millions d'euros avant impôt des capitaux propres d'ouverture (743 millions d'euros net d'impôt). Il induit un impact positif de 123 millions d'euros sur le résultat 2004 avant impôt (80 millions d'euros net d'impôt).

La contrepartie de la capitalisation des dépenses de sécurité nucléaire est imputée en réduction des consommations externes.

2.10.7 Annulation des amortissements des goodwill

En application de la norme IFRS 3 « Regroupement d'entreprises », les goodwill ne sont plus amortis à compter du 1er janvier 2004, mais sont soumis à un test de dépréciation selon la norme IAS 36 « Dépréciation d'actifs » afin de déterminer les dépréciations éventuelles. L'effet sur le résultat net de l'exercice 2004 des annulations d'amortissements des goodwill est un impact positif de 348 millions d'euros.

2.10.8 Mise à zéro des écarts de conversion

Les écarts de conversion sont définitivement incorporés en réserves de consolidation à hauteur de (1 865) millions d'euros au 1er janvier 2004.

2.10.9 Mise à zéro des écarts actuariels

Les écarts actuariels non amortis au 1er janvier 2004 relatifs aux entités étrangères qui comptabilisaient déjà les engagements de retraites en appliquant la méthode dite « du corridor » ont été imputés sur les capitaux propres d'ouverture, soit un impact négatif sur les capitaux propres de (711) millions d'euros avant impôts et de (512) millions d'euros nets d'impôts. Cet ajustement concerne principalement EDF Energy et Light.

2.10.10 Impôts différés

Les retraitements IFRS génèrent des différences temporelles, source potentielle d'impôt différé actif à hauteur de 4 779 millions d'euros au 31 décembre 2004 pour la société EDF SA. Compte tenu des reversements de différences temporelles passives et des prévisions de résultat taxable sur la période 2005 à 2010, le Groupe a estimé être en mesure de recouvrer ces impôts différés actifs à hauteur de 3 795 millions d'euros au titre de l'intégration fiscale d'EDF SA. Un actif d'impôt différé a été enregistré pour ce montant dans le bilan au 31 décembre 2004. Il est compensé à hauteur de 3 075 millions d'euros avec les impôts différés passifs (inclus dans la colonne « Autres » du tableau de rapprochement présenté au paragraphe 2.6).

2.10.11 Note explicative des principaux retraitements affectant le tableau de flux

La capitalisation des dépenses de sécurité nucléaire entraîne le reclassement des montants décaissés des flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles (Résultat avant impôts des sociétés intégrées) aux flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement (Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles), soit 230 millions d'euros.

Note 3 - Transition aux normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers

Le Groupe applique à compter du 1er janvier 2005 les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers ce qui génère deux types d'impacts sur le bilan d'ouverture :

- des reclassements des instruments financiers dans les catégories prévues par la norme IAS 39,
- des écarts d'évaluation des instruments financiers liés aux méthodes prévues par la norme et la comptabilisation au bilan des instruments dérivés.

L'évaluation et la comptabilisation des actifs et passifs financiers sont définis par la norme IAS 39 « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation » à compter du 1er janvier 2005.

Certains travaux de retraitement liés à la mise en œuvre des normes IAS 32 et 39 ayant été finalisés sur le second semestre 2005, le bilan au 1^{er} janvier 2005 publié avec les états financiers au 30 juin a été modifié. Ces corrections ont eu un impact marginal tant individuellement que globalement sur les chiffres précédemment publiés.

La mise en place de cette norme a conduit le groupe EDF à reclasser ses actifs et passifs financiers et à les évaluer selon les principes décrits en note 4.14.

3.1 Reclassements

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

Les actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat résultent du reclassement :

- de la juste valeur des dérivés correspondant aux opérations de négoce d'énergie qui figuraient antérieurement au sein du poste « Clients » ou du poste « Fournisseurs » ;
- des titres de gestion de la trésorerie courante (billets de trésorerie, certificats de dépôt supérieurs à trois mois) ;
- des écarts de change sur swaps et les intérêts courus non échus relatifs à ces swaps pour la partie des swaps qualifiée de dérivés de transaction.

3.1.2 Actifs détenus jusqu'à l'échéance

Aucun reclassement significatif n'a été effectué dans cette catégorie.

3.1.3 Actifs financiers disponibles à la vente

Ont été reclassés dans cette catégorie les titres de participation non consolidés, les actifs dédiés d'EDF SA, les fonds réservés d'EnBW, ainsi que les autres titres financiers classés antérieurement en actifs financiers à court terme (titres de dettes, titres de capitaux et SICAV monétaires), y compris les titres dits « liquides » dont les échéances à l'origine sont supérieures à trois mois.

3.1.4 Justes valeurs positives et négatives des instruments financiers dérivés de couverture

Ont été reclassés dans cette catégorie les écarts de change sur swaps de couverture et les intérêts courus non échus relatifs à ces swaps.

3.1.5 Prêts et créances financières

Ont été reclassés dans cette catégorie les actifs antérieurement classés en « autres immobilisations financières ».

3.1.6 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Les actifs financiers à court-terme inférieurs à trois mois ont été reclassés en équivalents de trésorerie.

3.1.7 Emprunts et dettes financières

Les emprunts et dettes financières figurant au sein des passifs financiers n'ont pas subi de reclassement significatif.

3.2 Effets des changements de méthode d'évaluation

La revalorisation des actifs et passifs financiers en application de la norme IAS 39 traduit :

- le passage d'une valorisation au coût historique ou coût d'acquisition à une valorisation à la juste valeur ou au coût amorti.
- les revalorisations à la juste valeur concernent essentiellement les actifs financiers disponibles à la vente ainsi que les actifs et passifs financiers à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat.
- la comptabilisation des dérivés non comptabilisés au bilan en normes françaises.
Concernant les instruments dérivés, contrairement aux principes comptables français appliqués jusqu'à fin 2004 selon lesquels seuls les écarts de change sur swaps ainsi que les intérêts courus non échus associés à ces swaps sont comptabilisés au bilan, tous les instruments dérivés sont comptabilisés au bilan à la juste valeur.

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

3.3 Impacts au 1er janvier 2005

3.3.1 Rapprochement entre le bilan IFRS au 31 décembre 2004 et le bilan d'ouverture au 1er janvier 2005

ACTIF	Notes	31.12.2004	Reclassement	Evaluation	01.01.2005
(en millions d'euros)					
Ecart d'acquisition		5 371		-	5 371
Actifs incorporels		1 288		-	1 288
Immobilisations corporelles		97 645			97 645
Titres mis en équivalence		2 198		5	2 203
Actifs financiers non courants	3.3.2	7 434	13	671	8 118
Impôts différés		944		106	1 050
Actif non courant		114 880	13	782	115 675
Stocks		6 678			6 678
Clients et comptes rattachés	3.3.2	15 782	(2 051)	2	13 733
Actifs financiers courants	3.3.2	3 121	2 270	299	5 690
Autres débiteurs		5 920	(54)	(3)	5 863
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3.3.4	3 150	678	(8)	3 820
Actif courant		34 651	843	290	35 784
TOTAL DE L'ACTIF		149 531	856	1 072	151 459
PASSIF	Notes	31.12.2004	Reclassement	Evaluation	01.01.2005
(en millions d'euros)					
Capital		8 129			8 129
Réserves et Résultat Consolidés		307		636	943
Capitaux propres (part du groupe)	3.3.5	8 436	-	636	9 072
Intérêts minoritaires		899		(2)	897
Capitaux propres		9 335	-	634	9 969
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire		13 494			13 494
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		12 367			12 367
Provisions pour avantages du personnel		13 620			13 620
Autres provisions	3.3.3	1 999	(1 253)		746
Passifs spécifiques des concessions		33 694	-		33 694
Passifs financiers non courants	3.3.3	20 888	47	(299)	20 636
Autres créditeurs		6 479	(46)	5	6 438
Impôts différés		2 929		288	3 217
Passif non courant		105 470	(1 252)	(6)	104 212
Provisions		4 525			4 525
Fournisseurs et comptes rattachés	3.3.3	9 017	(2 346)	(8)	6 663
Passifs financiers courants	3.3.3	4 899	4 466	394	9 759
Dettes impôts courants		395		58	453
Autres créditeurs		15 890	(12)		15 878
Passif courant		34 726	2 108	444	37 278
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		149 531	856	1 072	151 459

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

3.3.2 Actifs financiers courants et non courants

La rubrique « Actifs financiers courants et non courants » passe de 10 555 à 13 808 millions d'euros du fait de la norme IAS 39. Cette variation s'explique comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2004	Reclassements IAS 39	Evaluation IAS 39 au 01.01.2005	01.01.2005
Titres de participations	1 304	(1 304)		
TIAP	4 946	(4 946)		
Autres titres immobilisés	182	(182)		
Autres immobilisations financières	1 162	(1 162)		
Actifs financiers à court terme	2 961	(2 961)		
Total actifs financiers à ventiler avant application de la norme IAS 39	10 555 (a)	(10 555)		
Actifs financiers disponibles à la vente		8 399	568	8 967
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat		2 837	183	3 020
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance		17	0	17
Prêts et créances financières		1 138	2	1 140
Juste valeur positive des dérivés de couverture		447	217	664
Actifs financiers	10 555	2 283	970	13 808 (b)

(a) 7 434 millions d'euros de part non courante et 3 121 millions d'euros de part courante.

(b) 8 118 millions d'euros de part non courante et 5 690 millions d'euros de part courante.

Le solde des reclassements des actifs financiers selon les catégories d'IAS 39 s'élève à 2 283 millions d'euros et se décompose essentiellement en :

- 2 505 millions d'euros représentatifs de la juste valeur positive de dérivés de EDF Trading reclassés des créances clients en actifs financiers à la juste valeur ;
- (680) millions d'euros de valeurs mobilières de placement qui ont été re-qualifiées en équivalents de trésorerie.

L'impact de l'évaluation des actifs financiers selon IAS 39 est de 970 millions d'euros et se décompose de la manière suivante :

- 568 millions d'euros de revalorisation des actifs financiers disponibles à la vente : il s'agit de la différence entre la valeur de marché des actifs financiers disponibles à la vente et le coût historique des instruments financiers qui ont été classés dans cette catégorie ;
- 183 millions d'euros de revalorisation des instruments financiers classés en actifs financiers à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat, correspondant essentiellement à :
 - la comptabilisation des options et warrants sur Edison pour 94 millions d'euros ;
 - la juste valeur des autres dérivés de transaction pour environ 220 millions d'euros portant sur des contrats de matières premières qualifiés de dérivés au regard de la norme IAS 39 ;
 - l'impact de l'élimination des contrats internes de matières premières à hauteur de (138) millions d'euros.
- 217 millions d'euros au titre de la juste valeur des dérivés de couverture dont la valorisation des instruments dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger de la maison mère à hauteur de 174 millions d'euros.

3.3.3 Passifs financiers

(en millions d'euros)	31.12.2004	Reclassements IAS 39	Revalorisation IAS 39 au 01.01.2005	01.01.2005
Emprunts et dettes financières	25 787	418	(296)	25 909
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	3 688	216	3 904
Juste valeur négative des dérivés de couverture	-	407	175	582
Passifs financiers	25 787 (a)	4 513	95	30 395 (b)

(a) 20 888 millions d'euros de part non courante et 4 899 millions d'euros de part courante.

(b) 20 636 millions d'euros de part non courante et 9 759 millions d'euros de part courante.

Le solde des reclassements des passifs financiers s'élève à 4 513 millions d'euros et se décompose essentiellement en :

- 2 346 millions d'euros représentatifs de la juste valeur négative des dérivés de transaction de EDF Trading auparavant classés en dettes fournisseurs ;
- 1 227 millions d'euros au titre de la provision pour dépréciation des titres IEB et d'une provision pour risques sur les

engagements de rachat d'actions relatifs aux options d'achat et de vente chez EDF SA reclassées en dérivés de transaction ;

- 454 millions d'euros relatifs à la titrisation des créances clients d'EDF Energy reclassés en dettes financières.

L'impact de l'évaluation des passifs financiers selon IAS 39 est de 95 millions d'euros et se décompose de la manière suivante :

- (296) millions d'euros au titre de la valorisation des dettes au coût amorti dont (206) millions d'euros concernant le prêt consenti par le Commissariat à l'Energie Atomique (CEA) à EDF et relatif au financement initial de la centrale de Creys-Malville;
- 216 millions d'euros de valorisation des dérivés de transaction dont les contrats de matières premières qualifiés de dérivés (28 millions d'euros) ainsi que les dérivés incorporés dans les contrats (42 millions d'euros) ;
- 175 millions d'euros de valorisation des dérivés de couverture dont 40 millions d'euros au titre des contrats de matières premières qualifiés de couverture, le solde concernant les swaps de taux et de change qualifiés de couvertures des flux de trésorerie.

3.3.4 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Les reclassements de 678 millions d'euros concernent essentiellement un reclassement des valeurs mobilières de placement à court terme en trésorerie.

3.3.5 Capitaux propres

L'impact de l'application de la norme IAS 39 au 1er janvier 2005 sur les capitaux propres après prise en compte des effets d'impôts s'élève à 634 millions d'euros dont 636 millions d'euros représentant la part du Groupe.

3.3.5.1 Impact sur les réserves consolidées

L'impact sur les réserves consolidées est de 366 millions d'euros nets d'impôts dont 366 millions d'euros pour EDF SA, 61 millions d'euros pour les filiales ainsi que (61) millions d'euros d'éliminations au niveau du Groupe.

En ce qui concerne EDF SA, l'impact se décompose principalement en :

- 219 millions d'euros au titre de la valorisation des dettes au coût amorti ;
- 94 millions d'euros d'ajustement de provisions pour dépréciation des actifs financiers classés en actifs disponibles à la vente ;
- 205 millions d'euros liés à la comptabilisation des plus-values latentes des dérivés (dont 69 millions d'euros au titre de la juste valeur des dérivés IEB/Edison) ;
- (159) millions d'euros d'impôts.

En ce qui concerne les filiales, l'impact de 61 millions d'euros s'explique essentiellement par la valorisation des actifs financiers à la juste valeur et la reconnaissance des dérivés incorporés.

Enfin au niveau du Groupe, les éliminations portent notamment sur les résultats internes sur les contrats de matières premières.

3.3.5.2 Impacts sur les réserves recyclables

L'impact sur les réserves recyclables de 274 millions d'euros se décompose comme suit :

- l'impact lié à la réévaluation à la juste valeur des actifs disponibles à la vente est de 363 millions d'euros dont 48 millions d'euros relatifs aux titres Edison.
- l'impact lié aux gains et pertes des instruments de couverture directement enregistrés en réserves est de (89) millions d'euros et concerne d'une part les contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie et d'autre part les swaps de couverture de taux.

Note 4 - Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation

4.1 Recours à des estimations

L'établissement des états financiers conduit notamment la Direction du Groupe à retenir des hypothèses fonction de ses meilleures estimations qui affectent la valeur comptable des éléments d'actif et de passif, les informations relatives aux éléments d'actif et de passif éventuels, ainsi que la valeur comptable des produits et charges enregistrés durant la période. En fonction de l'évolution de ces hypothèses ou de conditions économiques différentes, les montants qui figureront dans ses futurs états financiers pourraient différer des estimations actuelles.

Méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations :

4.1.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire et pour déconstruction et dernier cœur est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes. Le montant de ces provisions s'élève à 27 888 millions d'euros au 31 décembre 2005.

4.1.2 Retraites et autres avantages au personnel à long terme et postérieurs à l'emploi.

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme est notamment sensible aux hypothèses de taux d'actualisation et de taux d'augmentation des salaires. Les provisions enregistrées à ce titre au 31 décembre 2005 s'élèvent à 14 572 millions d'euros

4.1.3 Dépréciation des goodwill

Les tests de dépréciation de goodwill sont sensibles aux hypothèses retenues dans les prévisions financières à moyen terme, ainsi qu'aux hypothèses de taux de rendement retenues. La valeur nette des goodwill au 31 décembre 2005 est de 7 181 millions d'euros.

4.1.4 Energie et Acheminement en compteurs

Comme précisé en note 4.8, les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées en date d'arrêté à partir des statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. Ces estimations sont sensibles aux hypothèses retenues pour déterminer la quote-part de chiffre d'affaires non facturée en date d'arrêté de comptes.

4.1.5 Evaluation des obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Comme mentionné en note 5, pour tenir compte des spécificités des contrats de concession de distribution publique en France, le Groupe a privilégié pour présenter au bilan ses obligations dans le cadre du renouvellement des biens du domaine concédé une évaluation consistant à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de compte rendus annuels d'activité. Une approche alternative, fondée sur la valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle représentatifs des obligations contractuelles mises à la charge d'EDF de pourvoir, au bénéfice du concédant, au financement du renouvellement des biens à l'issue de leur durée de vie industrielle, donnerait une représentation différente des obligations vis-à-vis des concédants. Les effets qu'aurait produits l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 5. Quelle que soit la méthode d'évaluation retenue, l'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts et de dates de décaissements.

4.2 Changement d'estimation

Le Groupe a décidé avec effet au 1^{er} janvier 2005 d'allonger la durée d'utilité de centrales thermiques à flamme d'EDF SA pour la porter de 30 à 45 ans. Cet allongement résulte de l'adaptation et de la modernisation du parc thermique prévues pendant la période 2004-2008. Il ne concerne pas les centrales visées par des contraintes réglementaires liées à l'environnement dont l'arrêt est programmé en 2015.

4.3 Méthodes de consolidation

Les sociétés dans lesquelles EDF exerce un contrôle exclusif sont consolidées par intégration globale. Le contrôle exclusif est le pouvoir, direct ou indirect, de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entreprise afin de tirer avantage de ses activités. Il y a présomption de contrôle exclusif lorsque la détention, directe et indirecte, est supérieure à 50 % des droits de vote.

Les sociétés dans lesquelles EDF exerce un contrôle conjoint sont consolidées par intégration proportionnelle. Le contrôle conjoint est le partage du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur accord conjoint.

Les sociétés dans lesquelles EDF exerce une influence notable, présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure à 20 %, sont consolidées par mise en équivalence. L'influence notable est le pouvoir de participer aux politiques financière et opérationnelle d'une entreprise sans en détenir le contrôle.

Les titres mis en équivalence sont inscrits au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne «Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence» du compte de résultat.

Les droits de vote potentiels exerçables à la date de clôture, même par une autre partie, sont pris en considération pour déterminer le niveau de contrôle d'une filiale.

Les résultats des sociétés acquises (cédées) au cours de l'exercice ne sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé du Groupe qu'à compter de (jusqu'à) la date de transfert du contrôle.

Toutes les transactions significatives entre les sociétés consolidées, ainsi que les profits internes non réalisés, sont éliminés.

4.4 Règles de présentation

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

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

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

4.5 Conversion des comptes des filiales étrangères

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

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

4.6 Conversion des opérations en devises

Les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de la filiale concernée au cours en vigueur à la date de transaction.

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

4.7 Parties liées

Les parties liées comprennent l'Etat français, les sociétés détenues majoritairement par l'Etat et certaines de leurs filiales et les sociétés sur lesquelles EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable.

4.8 Chiffre d'affaires

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

Le Groupe 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 livrée non relevée non facturée sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente.

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

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

Les participations financières perçues des clients par le Groupe lors de leur raccordement au réseau (« tickets de raccordement ») sont enregistrées en produits constatés d'avance et sont rapportées au chiffre d'affaires sur une période fonction de la durée de vie des actifs qu'elles ont contribué à financer ou sur la durée estimée des contrats clients.

4.9 Impôts sur les résultats

Les différences temporaires entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et les valeurs fiscales de ceux-ci donnent lieu à la constatation d'un impôt différé selon la méthode du report variable.

En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à des éléments imputés en capitaux propres.

La valeur recouvrable des actifs d'impôt différé est revue à chaque clôture et la valeur comptabilisée réduite dans la mesure où il n'est plus probable qu'un bénéfice imposable suffisant sera disponible pour permettre l'utilisation de tout ou partie de l'avantage de cet actif d'impôt différé.

4.10 Goodwill

Le goodwill représente l'excédent du coût d'acquisition sur la part d'intérêt du Groupe dans la juste valeur des actifs et passifs identifiables de l'entité acquise.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitives au cours des 12 mois suivants la date d'acquisition.

Dans le cas d'une acquisition d'intérêts minoritaires dans une société contrôlée, le Groupe enregistre en goodwill la différence entre le prix d'acquisition des intérêts minoritaires et la quote-part de situation nette acquise, sans procéder à la réévaluation des actifs et des passifs acquis.

Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leurs coûts diminués des pertes de valeur.

Les goodwill font l'objet d'un test de perte de valeur dès l'apparition d'indices de pertes de valeur et au minimum une fois par an. Pour ce test, les goodwill sont alloués aux Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) qui correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition. La valeur recouvrable de ces unités est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. La valeur d'utilité est déterminée par référence aux flux futurs de trésorerie nets actualisés issus des prévisions financières à moyen terme, selon les règles exposées au paragraphe 4.13. Lorsque cette valeur est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « perte de valeur », la perte s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entités contrôlées globalement ou conjointement sont présentés séparément au bilan. De même, les pertes de valeur relatives aux goodwill sont présentées sur une ligne spécifique du compte de résultat.

Les pertes de valeur relatives aux goodwill des sociétés mises en équivalence sont enregistrées dans la ligne « quote-part de résultat net dans les sociétés mises en équivalence ».

Lors de la cession d'une entité du Groupe, le montant du goodwill non amorti attribuable à la filiale, est inclus dans le calcul du résultat de cession.

4.11 Autres actifs incorporels

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués de logiciels, de brevets et droits similaires, de droits d'exploitation et de frais de développement, et incluent à compter du 1^{er} janvier 2005 les quotas d'émissions de gaz à effet de serre acquis à titre onéreux.

4.11.1 Dépenses de recherche et de développement

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

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

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente,

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

Les autres actifs incorporels sont amortis linéairement selon leur durée d'utilité.

4.11.2 Quotas d'émission de gaz à effet de serre

L'IASB ayant retiré en juin 2005 l'interprétation IFRIC 3 « Emission Rights », le Groupe applique le traitement comptable suivant :

- les quotas d'émissions acquis à titre onéreux sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition ; lorsque les droits d'émission ont été remis gratuitement par l'Etat concerné, ils n'apparaissent pas au bilan ;
- lorsque les émissions d'une entité du groupe sont supérieures aux quotas alloués par l'Etat, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions.

La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des quotas acquis au comptant ou à terme et pour le solde par référence au prix de marché.

4.12 Immobilisations corporelles

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

Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts directs de main d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts directs de production incorporables à la construction de l'actif. Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Par ailleurs, des actifs sont comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre d'obligations liées à la déconstruction des centrales et des coûts de dernier cœur des centrales nucléaires. A la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 4.19).

Les immobilisations sont amorties linéairement en fonction de leur durée d'utilité.

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 du Groupe sont constituées de biens propres d'une part et de biens concédés d'autre part.

4.12.1 Domaine propre

Dans le cas spécifique des installations nucléaires, 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 retraitement de ce combustible, ainsi que le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

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

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

Les coûts de révision décennale imposée réglementairement pour les centrales nucléaires et les centrales thermiques à flamme constituent un composant de la valeur de ces installations, qui est amorti sur une durée de 10 ans correspondant à l'intervalle séparant deux révisions.

Les biens de la concession du réseau public de transport en France sont propriété de la filiale RTE EDF Transport et sont présentés en biens du domaine propre.

4.12.2 Domaine concédé

4.12.2.1 *Domaine concédé en France*

En France, le Groupe est concessionnaire de 3 types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes).
- les concessions de forces hydrauliques, ayant pour concédant l'Etat ;
- la concession du réseau public de transport qui a pour concessionnaire la filiale RTE EDF Transport (intégrée globalement au 1er janvier 2005) et pour concédant l'Etat .

Les concessions de distribution publique d'électricité

Les biens relevant de ce régime sont inscrits en immobilisations du domaine concédé pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant. Ces biens font l'objet d'un amortissement industriel sur leur durée d'utilité.

Des développements complémentaires sur ce régime sont présentés en notes 5 et 6.

Les concessions de forces hydrauliques

Les immobilisations affectées au service de la concession concernent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines ...), et pour les concessions renouvelées récemment incluent également les ouvrages de production d'électricité (alternateurs).

Les contrats de concession ne prévoient pas d'indemnité à l'occasion de la restitution des ouvrages aux concédants en fin de concession.

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations du domaine concédé pour leur coût d'acquisition. Les biens sont amortis sur leur durée de vie qui correspond en général à la durée des concessions.

La concession du réseau public de transport

La concession de transport date de 1956. Sa durée est de 75 ans. La loi du 10 février 2000 a confié à un service indépendant au sein d'EDF la charge de gérer le réseau public de transport de l'électricité. Ce service a été filialisé à compter du 1^{er} janvier 2005 sous le nom de RTE EDF Transport, société intégrée globalement. Le gestionnaire du réseau de transport doit exercer cette mission dans le cadre d'un cahier des charges type de concession approuvé par décret en Conseil d'Etat après avis de la Commission de Régulation de l'Electricité. Ce cahier des charges est en cours de finalisation.

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété d'EDF réseau de transport. Ils sont inscrits en immobilisations du domaine propre. Ils sont amortis selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité.

4.12.2.2 *Domaines concédés à l'étranger*

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger sont différentes selon les contrats et les législations nationales. Les principaux pays concernés sont les suivants :

Royaume Uni

EDF Energy est notamment propriétaire de réseaux de distribution. La filiale détient un monopole sur la zone géographique définie dans la licence, la tarification étant régulée. Les licences peuvent être révoquées avec un préavis de 25 ans.

Les réseaux sont inscrits en immobilisations du domaine propre et sont amortis sur leur durée d'utilité.

Allemagne

Les réseaux de distribution dont EnBW est le concessionnaire lui appartiennent pour la durée de la concession. En cas de non renouvellement de concession, EnBW doit céder le réseau à la collectivité concédante à sa juste valeur.

Les réseaux concédés sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles du domaine propre et amortis sur leur durée d'utilité.

Brésil

La filiale brésilienne Light est concessionnaire dans l'Etat de Rio de Janeiro pour une durée de 30 ans depuis 1996. Les biens relevant de la concession sont inscrits en immobilisations du domaine concédé et sont amortis sur leur durée d'utilité.

4.12.3 Contrats de location

4.12.3.1 Location-financement

Les biens acquis en location-financement sont immobilisés lorsque les contrats de location ont pour effet de transférer au Groupe la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de ces biens. Les critères d'appréciation de ces contrats sont fondés notamment sur :

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

Les actifs détenus en vertu de contrats de location-financement sont amortis sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

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

4.12.3.2 Location simple

Les contrats de location ne possédant pas les caractéristiques d'un contrat de location-financement sont enregistrés comme des contrats de location opérationnelle, et seuls les loyers sont enregistrés en résultat.

4.12.4 Durées d'amortissement

Pour les principaux ouvrages, les durées d'utilité estimées 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 transport et de distribution (lignes, postes de transformation) : 30 à 45 ans.

(*) sous réserve de dispositions réglementaires plus restrictives dans certains pays.

4.13 Pertes de valeur des autres actifs incorporels et des immobilisations corporelles

Le Groupe 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 :

- Le Groupe mesure les éventuelles dépréciations des actifs long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'unités génératrices de trésorerie, 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 ; ils sont déterminés par zone économique, géographique et par activité le cas échéant. Le taux d'actualisation avant impôt est calculé par un processus itératif à partir des taux après impôts.
- Les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme.

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

Compte tenu de la sensibilité des évaluations aux hypothèses macro-économiques et sectorielles retenues, les tests de dépréciation pratiqués sont mis à jour régulièrement.

4.14 Actifs et passifs financiers

Les méthodes de comptabilisation et d'évaluation des actifs et passifs financiers ont été modifiées au 1^{er} janvier 2005 du fait de l'application à cette date des normes IAS 32 et 39 (voir note 3).

4.14.1 Actifs et passifs financiers jusqu'au 31 décembre 2004

4.14.1.1 Titres de participation

Les titres de participation sont principalement des titres de sociétés dont la détention est durable ; ils étaient valorisés au coût d'acquisition.

4.14.1.2 *Autres titres immobilisés*

- Droits de propriété : ce sont des titres que l'entreprise a l'intention de conserver durablement ou qu'elle n'a pas la possibilité de revendre dans un bref délai. Il s'agit de parts de capital ou de placements à long terme. Leur détention n'est pas directement liée à l'activité de l'entité.
- Droits de créances : ils sont constitués de titres que l'entreprise a l'intention de conserver durablement ou qu'elle n'a pas la possibilité de revendre dans un bref délai. Leur détention n'est pas directement liée à l'activité de l'entité. Il s'agit des titres n'ayant pas vocation à se transformer en titres de propriété, dont les titres immobilisés déposés en garantie ou en nantissement d'une avance.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés était supérieure à la valeur d'utilité, déterminée à partir des capitaux propres corrigés en fonction des informations connues depuis la clôture du dernier exercice (information financière, cours de bourse), une provision pour dépréciation était en principe constituée pour la différence.

4.14.1.3 *Titres Immobilisés de l'Activité Portefeuille (TIAP)*

Le Groupe 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 (voir notes 24.3.2.1 et 31.3.3). Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers du Groupe eu égard à leur objectif,
- le second est constitué de titres acquis principalement par EDF et EnBW, 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.

Les TIAP (actions et obligations) étaient comptabilisés au coût historique. A la clôture, la valeur d'inventaire retenue pour ces TIAP était appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres étaient détenus et du cours de bourse. Lorsque la valeur d'inventaire était inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente était intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels.

4.14.1.4 *Autres immobilisations financières*

Il s'agit des créances financières portant intérêt, des créances liées aux biens donnés en location-financement, ainsi que des éléments d'actifs ne portant pas intérêts tels que les dépôts de garantie et les subventions.

Elles étaient comptabilisées à leur valeur nominale. Lorsque la valeur recouvrable à la clôture était inférieure à la valeur comptable, une provision pour dépréciation à caractère financier était comptabilisée. C'était notamment le cas lors de la défaillance probable d'un débiteur.

4.14.1.5 *Actifs financiers à court terme*

Les actifs financiers à court terme comprennent principalement les valeurs mobilières de placement ainsi que les placements de trésorerie d'échéance supérieure à trois mois.

Les valeurs mobilières étaient inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. Elles étaient évaluées à la clôture à leur valeur d'utilité. Les valeurs cotées faisaient l'objet d'une évaluation au cours de bourse de fin d'exercice. Les moins-values latentes étaient intégralement provisionnées sans compensation avec les gains potentiels.

4.14.1.6 *Emprunts et dettes financières*

Les emprunts étaient comptabilisés à leur valeur nominale et amortis en utilisant le taux d'intérêt contractuel. Les frais d'émission des emprunts, les primes d'émission et de remboursement des emprunts obligataires étaient amortis linéairement sur la durée de chaque emprunt.

4.14.1.7 *Instruments financiers*

4.14.1.7.1 Instruments dérivés court terme

Les instruments court terme (swaps court terme, options, contrats de change à terme) étaient évalués comme suit :

- les engagements relatifs à ces opérations étaient inscrits en hors bilan financier pour la valeur nominale des contrats,
- les appels de marges étaient pris en compte immédiatement dans le résultat,
- les primes payées ou encaissées étaient rapportées au résultat lors du dénouement des transactions,
- les résultats réalisés sur ces marchés étaient pris en compte au dénouement,
- les instruments dérivés de change court terme négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré sur des marchés assimilés à des marchés organisés (présentant une forte liquidité), en portefeuille à la date d'arrêt des comptes, étaient évalués par référence à leur valeur de marché à la date de clôture. Cette valeur de clôture était comparée, opération par opération, à la valeur historique des primes. En l'absence de mise en place de relation de micro-couverture, la perte ou le gain de change latent était enregistré dans le résultat financier.

Les dépôts initiaux effectués en garantie des transactions figuraient sous la rubrique "Titres immobilisés".

4.14.1.7.2 Instruments de long terme

L'un des principaux objectifs poursuivis en matière de risque de change et de taux est de minimiser l'impact de ces risques sur les capitaux propres et les résultats. En matière de risque de change, l'endettement des entités est réalisé dans la mesure du possible dans leur devise locale. En cas d'acquisition dans une devise différente de celle de l'entité, une couverture actif-passif efficace est mise en place chaque fois que possible (micro-couverture).

Les instruments long terme constitués de swaps venaient corriger le résultat de change et la charge d'intérêt de la dette. Les résultats de change sur swaps de devises spéculatifs étaient constatés dans le résultat. Les soultes prévues aux contrats étaient étalées sur la durée de vie de ceux-ci. Les soultes payées ou encaissées à l'occasion de dénouements anticipés étaient immédiatement rapportées au résultat.

L'ensemble de ces instruments figurait dans le hors-bilan financier pour la valeur des capitaux notionnels engagés.

4.14.2 Actifs et passifs financiers à compter de l'application au 1^{er} janvier 2005 des normes IAS 32 et 39

Le Groupe applique à compter du 1^{er} janvier 2005 les normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers. Leur mise en application a conduit le Groupe à reclasser ces actifs et passifs financiers et à les revaloriser le cas échéant (voir note 3).

Les actifs financiers comprennent les immobilisations financières (titres de participations non consolidés, actifs dédiés et autres titres de placement), les prêts et créances financières ainsi que la juste valeur positive des dérivés.

Les actifs dédiés sont des actifs financiers destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan (voir note 24.3.2.1 et 31.3.3). Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers du Groupe eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPVCM et de fonds dits réservés, constitués par le Groupe pour son usage exclusif.

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

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

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

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

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

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

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

Ces actifs sont comptabilisés à l'origine à leur coût d'acquisition hors frais accessoires d'achat. A chaque date d'arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur.

Les variations de juste valeur sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique «Autres produits et charges financiers».

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

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

En ce qui concerne l'option sur la juste valeur, le Groupe classe un actif ou un passif dans la catégorie « juste valeur sur option » dans les 3 cas suivants :

- (1) Élimination ou réduction significative d'une incohérence dans la méthode d'évaluation d'actifs ou de passifs (« accounting mismatch »),
- (2) Gestion de la performance d'un groupe d'actifs/passifs à la juste valeur, conformément aux stratégies documentées

et au reporting effectué auprès du management,
(3) L'actif ou le passif comprend un instrument dérivé incorporé.

Si un contrat contient un ou plusieurs dérivés incorporés, il est possible de classer l'instrument hybride dans la catégorie juste valeur sur option, à l'exception des 2 situations suivantes :

- Le dérivé incorporé ne modifie pas substantiellement les cash-flows du contrat
- L'analyse des caractéristiques du contrat hôte et du dérivé incorporé n'induit pas une séparation du dérivé incorporé.

4.14.2.1.2 Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance

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

4.14.2.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont évalués et comptabilisés au coût amorti diminué d'une éventuelle provision pour dépréciation.

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

4.14.2.1.4 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation, les fonds réservés ainsi que les titres de placement. Ils sont comptabilisés en date d'arrêté à leur juste valeur. Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres. Les justes valeurs de référence sont les valeurs de marché de ces titres, pour ceux qui sont cotés sur un marché actif. S'il n'existe pas de marché actif, le Groupe a recours à des méthodes d'évaluation communément utilisées. Quand une juste valeur ne peut être estimée de manière fiable au moyen d'autres méthodes d'évaluation admises comme l'actualisation des flux futurs, ces titres sont évalués à leur coût d'acquisition, diminué de toute dépréciation cumulée.

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

4.14.2.1.5 Dettes financières et dettes d'exploitation

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

4.14.2.1.6 Instruments financiers dérivés

4.14.2.1.6.1 *Champ d'application*

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

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

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

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

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

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

4.14.2.1.6.2 *Evaluation et comptabilisation*

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. Le Groupe peut également faire référence à des transactions récentes comparables ou utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et intégrant des données directement dérivées de ces données observables.

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

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

4.14.2.1.6.3 *Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture*

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

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

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

Le Groupe applique les typologies de couverture suivantes :

- (a) couverture de juste valeur

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

- (b) couverture de flux de trésorerie

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

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

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

- (c) couverture d'un investissement net

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

La relation de couverture prend fin dès lors que :

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

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

4.14.2.2 Dépréciation des actifs financiers

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

4.14.2.2.1 Actifs financiers comptabilisés au coût amorti

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

4.14.2.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

Si il existe une baisse significative et durable de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres au résultat de l'exercice. Si, au cours d'une période ultérieure, la juste valeur d'un actif disponible à la vente augmente, l'accroissement de valeur est inscrite en capitaux propres pour les instruments de capitaux propres tandis qu'elle motive une reprise en résultat de la dépréciation antérieurement constatée au titre des instruments de dettes.

4.14.2.3 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise tout ou partie :

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

4.14.2.4 Opérations de titrisation

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

4.15 Stocks et en-cours

Les stocks sont inscrits au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks résultant de l'activité de négoce qui sont évalués à leur valeur de marché.

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

4.15.1 Matières et combustibles nucléaires

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

Les charges financières engendrées par le financement des combustibles nucléaires sont enregistrées en charges.

Les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication des combustibles, dont la durée est supérieure à un an, et les combustibles nucléaires, qu'ils soient en magasin ou en réacteur, sont enregistrés dans les comptes de stocks.

Les stocks sont évalués selon la méthode dite du coût moyen pondéré appliquée à chacune des composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication).

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

Les consommations de combustibles nucléaires sont déterminées par composante sur la base des quantités prévisionnelles

épuisées par kWh produit. Ces quantités sont valorisées au prix moyen pondéré constaté à la fin du mois précédent et intégrant le coût des derniers approvisionnements.

L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques.

4.15.2 Matières consommables et matériels d'exploitation

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

Aucune provision n'est constituée pour les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance et pour les pièces banalisées, ces pièces ayant vocation à être utilisées pendant la durée de vie des installations.

4.16 Créances d'exploitation

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances d'exploitation sont comptabilisées à leur valeur nominale. Une provision pour dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire basée sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement.

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

4.17 Trésorerie et équivalents de trésorerie.

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

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

4.18 Capitaux propres

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

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

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

4.19 Provisions

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

- le Groupe a une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers qui résulte d'un événement 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 le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

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

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

Les provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses de fin de cycle des combustibles nucléaires :

Une provision pour retraitement des combustibles irradiés et pour évacuation et stockage des déchets issus de cette opération est constituée sur l'ensemble des combustibles en cours d'utilisation (pour la partie épuisée) ou consommés.

- les charges liées à la déconstruction des centrales et les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers cœurs) .
- les pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie :
 - Les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel de l'électricité.
 - Les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût de production de l'énergie à livrer.

Les provisions constituées pour dépenses de fin de cycle des combustibles nucléaires, 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 appliquant aux montants des décaissements prévus un indice d'inflation prévisionnel à long terme, et sont actualisées à partir des taux représentant la meilleure estimation d'un taux de rendement à long terme sur les marchés obligataires.

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

Pour la France, le Groupe retient un taux d'actualisation sur la base de séries longues d'un échantillon d'emprunts obligataires et tient compte du fait qu'une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions seront décaissées sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

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

L'effet des changements d'estimation des provisions à long terme dont la contrepartie a été initialement enregistrée à l'actif, qu'ils soient liés à un changement de calendrier, de taux d'actualisation, d'estimation des dépenses ou d'évolutions technologiques est imputé sur l'actif de contrepartie et au-delà sur l'actif de référence sous-jacent (centrale). Chacun de ces paramètres pris isolément ou de façon combinée est susceptible d'impacter sensiblement ces estimations dans le temps.

4.20 Avantages du personnel

Les salariés du Groupe bénéficient, suivant les réglementations locales et certaines dispositions spécifiques comme la réglementation statutaire pour les entreprises relevant du régime des Industries Electriques et Gazières, d'avantages pendant leur durée d'activité et d'inactivité.

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

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

Les engagements d'EDF SA et des filiales françaises relevant du régime des IEG, ainsi que la réforme du financement du régime spécial des retraites, sont décrits dans les notes 7 et 31.4 pour chacun de ces engagements.

4.20.2 Engagements concernant les autres avantages long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des Industries Electriques et Gazières pour EDF SA et les filiales françaises sous le régime des IEG. Ils sont décrits dans la note 31.4. de la présente annexe.

4.20.3 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

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

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

- des salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites,
- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables (service actif, nombre d'enfants),
- des effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays,
- les reversions 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, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements.

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, suivant les réglementations comptables applicables, la provision est constituée selon une méthode d'évaluation simplifiée. Ainsi, si une évaluation actuarielle selon la méthode des unités de crédit projetées est nécessaire, les écarts actuariels sans application de la règle du corridor ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision.

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, à l'exception de l'effet de la réforme du financement du régime spécial de retraite des Industries Electrique et Gazière, qui a été enregistré en capitaux propres au titre de l'exercice 2004.

4.20.4 Paiements sur la base d'actions

L'article 11 de la loi de privatisation de 1986 et l'article 26 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 prévoient de réserver aux salariés et anciens salariés d'EDF SA et de certaines de ses filiales en France et à l'étranger une offre à des conditions préférentielles d'acquisition portant sur un nombre d'actions existantes représentant 15% du nombre total d'actions mises sur le marché lors de l'ouverture du capital de la société.

Chacun des avantages consentis dans le cadre de cette cession (« offre réservée aux salariés » décrite en note 6.4) a été valorisé et comptabilisé à leur date d'octroi (18 novembre 2005) conformément aux règles prescrites par la norme IFRS 2 :

- Le prix des actions accordées aux particuliers a servi de base à la comptabilisation du rabais de 20% pour le prix des actions des salariés et anciens salariés. Ce rabais a ensuite été recalculé en appliquant un taux d'actualisation, reflétant le coût d'indisponibilité des actions achetées par les salariés et anciens salariés, ces actions étant en effet indisponibles à la vente pendant 2 à 5 ans selon les formules.
- Les actions gratuites ont été valorisées en prenant en compte non seulement l'indisponibilité, celles-ci n'étant accordées selon les formules qu'après un délai de 1 à 3 ans, mais encore de l'absence de dividendes sur ces actions pendant cette durée.
- Des délais de paiement ont été accordés suivant le choix fait par les souscripteurs. Ainsi, selon les formules, les souscriptions pouvaient être payées au comptant au moment de l'allocation des actions, être réparties sur 3 versements en 2 ans, s'étaler sur un délai de 24 ou de 36 mois. L'avantage accordé aux salariés a été valorisé pour l'entreprise en étant réduit de l'effet de l'actualisation.

Les avantages accordés étant immédiatement acquis (la période d'acquisition des droits étant très courte ou nulle), la charge a été totalement reconnue sur l'exercice 2005.

L'abondement complémentaire consenti au titre de l'une de ces formules a également été valorisé au titre des avantages accordés au personnel et a été comptabilisé comme l'abondement accordé annuellement par l'entreprise à ses salariés, en charges de personnel.

4.21 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution d'électricité en France ; ils sont représentatifs des obligations contractuelles des cahiers des concessions et font l'objet d'une description détaillée dans la note 5.

4.22 Subventions d'investissement

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

4.23 Dépenses environnementales

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

- dépenses capitalisées dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources,
- passifs environnementaux et dotations aux provisions pour risques environnementaux dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources au bénéfice de tiers, sans contrepartie au moins équivalente attendue de ceux-ci après la clôture des comptes.
- charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

En sont exclues les dépenses relatives :

- à la sécurité et à l'hygiène des personnes travaillant sur un site,
- à la réduction des consommations de matières premières ou d'énergie,
- aux quotas d'émission de gaz à effet de serre,
- aux amendes et pénalités encourues pour non-respect de la législation environnementale,
- aux dédommagements versés pour indemnisation des dommages matériels et corporels résultant de la pollution de l'environnement

4.24 Résultat net par action et résultat net dilué par action

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

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

4.25 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités abandonnées

Les actifs et passifs de filiales et participations détenues en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan, et sont classés en actifs et passifs non courants. Le résultat des activités abandonnées est présenté en un seul montant après impôt au compte de résultat.

Note 5 - Les concessions de distribution publique d'électricité en France

5.1 Cadre général

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

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

Les contrats de concession sont conclus pour une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans. EDF est aujourd'hui partie prenante dans plus de 1 200 contrats.

Ces contrats relèvent d'un cahier des charges type des concessions (modèle 1992) dont les clauses particulières sont les suivantes :

- l'objet et l'étendue de la concession : l'autorité concédante garantit au concessionnaire le droit exclusif d'exploiter le service public de distribution d'énergie électrique sur un territoire déterminé. Le concessionnaire est responsable du fonctionnement du service et l'exploite à ses risques et périls ;
- les principes de tarification, à savoir l'égalité de traitement des usagers, l'efficacité économique et la péréquation géographique ;
- le paiement par le concessionnaire de redevances au concédant ;

- l'obligation pour le concessionnaire de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions de renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des ouvrages devant faire l'objet d'un renouvellement (art 10). Les montants correspondants à ces dernières obligations font l'objet annuellement d'un compte rendu aux concédants (art 32);
- les modalités pratiques et financières en cas de renouvellement, prévoyant notamment le reversement au concédant de l'excédent éventuel de provision pour renouvellement non utilisé (article 31 A) ;
- les modalités pratiques et financières en cas de non renouvellement ou de résiliation anticipée lorsque le maintien du service ne présente plus d'intérêt (article 31-B) :
 - remise au concédant des ouvrages et du matériel de la concession en état normal de service ;
 - versement par l'autorité concédante d'une indemnité égale à la valeur non amortie réévaluée des ouvrages dans la proportion de la participation d'EDF à leur financement (NB : ces dispositions ont vocation à permettre la récupération par EDF de la valeur non amortie des ouvrages financés en tant que concessionnaire) ;
 - le versement par le concessionnaire au concédant du solde des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages, complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant au financement des ouvrages.

5.2 Traitement comptable des concessions de distribution publique d'électricité d'EDF SA

L'IFRIC a publié en mars 2005 trois projets d'interprétation concernant les concessions (D12, D13 et D14) mais ces projets n'ont pas abouti à des interprétations définitives.

Dans cette attente, l'IFRIC a indiqué que le traitement comptable des concessions appliqué dans les comptes établis aux normes IFRS doit respecter l'ensemble des normes IAS/IFRS actuelles.

L'évolution des interprétations de l'IFRIC sur les concessions ou des spécificités des contrats de concession de distribution publique d'électricité en France pourrait modifier les traitements comptables actuellement retenus.

5.2.1 Constatation des actifs comme immobilisations corporelles du domaine concédé

L'enregistrement de l'ensemble des biens de la concession à l'actif du bilan d'EDF SA, quelle que soit l'origine de leur financement, se justifie au regard de la norme IAS 16. En effet, EDF SA en assume le contrôle et le risque :

- EDF SA exploite les ouvrages à ses risques et périls sur toute la durée de la concession,
- EDF SA assume la majeure partie des risques et avantages, tant techniques qu'économiques sur la durée de vie de l'infrastructure du réseau.

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.

5.2.2 Constatation des passifs spécifiques des concessions :

Les obligations contractuelles spécifiques d'EDF sont annuellement attendues et reconnues par les concédants ; elles répondent aux critères de comptabilisation des passifs prévues par IAS 37.

- Droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire.
- Droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent sous les rubriques suivantes :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
 - la provision pour renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de renouvellement à la date d'arrêté 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 valeur de remplacement réappréciée chaque année en date de clôture et valeur d'origine, diminué des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ceci conduit à enregistrer des charges qui progressent dans le temps.

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.

Dans ces conditions, les droits du concédant à récupérer gratuitement les biens existants croissent au fur et à mesure du renouvellement des biens.

5.3 Evaluation des passifs spécifiques de concessions :

La valeur des passifs spécifiques des concessions est déterminée comme suit :

- Les droits du concédant sur les biens existants représentatifs de la part réputée détenue par le concédant dans les biens sont évalués sur la base des biens figurant à l'actif.
- Les obligations au titre des biens à renouveler sont calculées à partir de la valeur estimée du bien à renouveler déterminée à chaque fin d'exercice en prenant en compte l'usure du bien à cette date avec pour assiette de calcul:
 - pour la provision pour renouvellement, la différence entre la valeur de remplacement du bien calculé en date de clôture et la valeur d'origine (cf supra);
 - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

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

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

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

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

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

- l'assiette de calcul de la provision pour renouvellement est basée sur une valeur de remplacement estimée en fin de vie du bien en fonction d'un taux d'inflation prévisionnel de 2% par an, minorée de la valeur d'origine du bien. Ce montant est constitué au fur et à mesure de l'usure du bien et actualisé à partir d'un taux de 4,25% compte tenu d'une durée moyenne de 8 ans,
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 4,25%.

Le tableau qui suit donne les impacts d'une telle actualisation pour l'année 2005 :

- Impact sur le compte de résultat de l'exercice 2005

(en millions d'euros)	Taux d'actualisation <u>4,25 %</u>
Excédent brut d'exploitation	200
Résultat d'exploitation	415
Résultat financier	(475)
Résultat avant impôt	(60)

- Impact Bilan – Capitaux propres de l'année 2005

(en millions d'euros et avant impôt)	Taux d'actualisation <u>4,25 %</u>
Au 1er janvier 2005	1 590
Au 31 décembre 2005	1 530

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

Note 6 - Evénements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice

6.1 Loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières

Les événements intervenus au cours de l'exercice relatifs à l'application de de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 sont présentés ci-après.

6.1.1 Réforme du financement du régime spécial de retraites des industries électriques et gazières.

Les principales mesures de la réforme du financement du régime spécial de retraites des Industries Electriques et Gazières sont entrées en vigueur au 1er janvier 2005 et sont rappelées ci-dessous :

- Création de la Caisse Nationale des Industries Electriques et Gazières (CNIEG) ;
- Adossement financier aux régimes de droit commun : en application des conventions financières mises en place entre la CNIEG et les différents régimes de droit commun (CNAV, AGIRC, ARRCO), EDF SA a versé un montant de 3 295 millions d'euros au titre de la contribution exceptionnelle par les activités non régulées, soit 2 724 millions d'euros au profit de la CNAV et 571 millions d'euros au profit des régimes AGIRC et ARRCO.
- Répartition des droits spécifiques du régime spécial des entreprises des Industries Electriques et Gazières relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 entre les différentes entreprises des IEG et, pour chaque entreprise, entre d'une part les droits afférents à chacune des prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (« droits spécifiques passés régulés ») et d'autre part les droits afférents aux autres activités (« droits spécifiques passés non régulés »).
- Création de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel pour le financement des droits spécifiques passés régulés.

Les taux de contribution tarifaire sont périodiquement fixés par les ministres chargés de l'énergie, du budget et de la sécurité sociale après avis de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE). Pour 2005, ils ont été fixés par arrêté ministériel le 26 mai 2005 à 10 % pour les prestations de transport d'électricité et à 20,4 % pour les prestations de distribution d'électricité. Le taux pour les prestations de transport d'électricité a été modifié par la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique et fixé à 6,5 % à compter du 1er janvier 2005.

- Financement des droits spécifiques régulés et non régulés : les droits spécifiques régulés et non régulés constitués à compter du 1^{er} janvier 2005 sont provisionnés dans leur intégralité.

6.1.2 Filialisation du gestionnaire du réseau de transport d'électricité

En application de la loi du 9 août 2004, la filialisation de l'activité Transport a été réalisée par EDF le 1^{er} septembre 2005.

L'ensemble des actifs et passifs correspondants a été apporté avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2005 pour un montant de 4 milliards d'euros à la société RTE EDF Transport dont EDF détient 100% du capital. Cette société est une société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance. Ce dernier s'est réuni pour la première fois le 1^{er} septembre 2005.

Cette opération n'a pas d'impact sur les comptes consolidés du Groupe EDF, RTE EDF Transport étant consolidée à 100% en intégration globale.

6.1.3 Dispositions intéressant les réseaux de distribution et de transport d'électricité

L'article 36 de la loi du 9 août 2004 précise les périmètres respectifs des réseaux publics de transport et de distribution publique et en organise les modalités de reclassement :

- Les ouvrages classés au 1er janvier 2005 dans le réseau d'alimentation générale (RAG) et relevant des réseaux de distribution publique (DP) ont été reclassés dans ces réseaux à cette date et transférés à titre gratuit aux collectivités locales concédantes pour leur valeur nette comptable. EDF reste propriétaire de la partie des postes de transformation de haute ou très haute tension en moyenne tension.
- Nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession de distribution publique d'électricité, EDF n'est plus tenue vis à vis des autorités concédantes à aucune obligation financière liée aux provisions pour renouvellement des ouvrages devant être renouvelés après le terme normal des concessions.

Les provisions pour charges futures de renouvellement constituées antérieurement au 1er janvier 2005, pour les biens dont le renouvellement interviendra après le terme normal des concessions, ont dorénavant pour objet de faire face, à concurrence du montant nécessaire, aux obligations de renouvellement des ouvrages anciennement classés dans le RAG et transférés en DP, dont le renouvellement interviendra avant le terme des concessions.

La suppression de l'obligation financière liée au renouvellement des biens au-delà du terme de la concession en application de l'article 36 de la loi du 9 août 2004 conduit à revoir la définition des provisions pour renouvellement, désormais assises sur la différence entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine des biens.

En effet, en vertu des contrats de concession, EDF reste tenu de pratiquer un amortissement du financement du concédant, lequel était compris dans la provision pour renouvellement jusqu'au 31 décembre 2004 ; cette dernière était alors définie comme la différence entre l'amortissement de la valeur de remplacement et l'amortissement du financement du concessionnaire (amortissement de caducité).

Pour traduire les obligations contractuelles d'EDF vis-à-vis des concédants, les immobilisations en concession renouvelables donnent lieu, à compter du 1er janvier 2005, à la comptabilisation de charges correspondant à :

- un amortissement industriel de la valeur historique des biens, calculé sur leur durée de vie, réparti entre amortissements des financements du concédant et amortissements des financements du concessionnaire,
- une provision pour renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine des biens, également calculée sur la durée de vie des biens, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Ce nouveau mode de comptabilisation se traduit également au passif par une décomposition des droits du concédant et de la provision pour renouvellement, faisant apparaître distinctement les droits et obligations respectives (voir note 5 – Concessions de Distribution publique d'électricité en France) :

- Droits du Concédant sur les biens existants : Ils correspondent à la valeur nette comptable des biens financés par le concédant.
- Droits du Concédant sur les biens à renouveler : ces droits correspondent à :
 - l'amortissement cumulé comptabilisé pour les biens financés par le concédant, calculé sur la durée de vie du bien.
 - une provision pour renouvellement, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Elle complète les amortissements industriels des biens, à hauteur de la différence entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine.

Les impacts relatifs au changement de mode de comptabilisation et au reclassement des ouvrages RAG en DP se traduisent dans les comptes consolidés principalement par des reclassements au sein des passifs spécifiques des concessions DP.

	Effets de la Loi du 9 août 2004
Contre-valeur biens	16 310
Financement concessionnaire non amorti	(16 302)
Droits sur biens existants - valeur nette	(a) 8
Amortissement financement du concédant	(b) 4 542
Provision pour renouvellement	(c) (4 573)
Droits sur biens à renouveler	(31)
Passifs spécifiques des concessions	(d) (23)

Les explications qui suivent détaillent ces principaux impacts pour EDF SA, le reliquat étant principalement constitué par Electricité de Strasbourg :

- (a) le reclassement des ouvrages RAG en DP conduit :
 - à l'actif (immobilisations corporelles), à reclasser les immobilisations du domaine propre aux immobilisations du domaine concédé à leur valeur nette comptable pour 712 millions d'euros, (valeur brute de 1 790 millions d'euros et amortissements de 1 078 millions d'euros),
 - au passif, à reclasser les subventions et les écarts de réévaluation, précédemment inscrits en capitaux propres, en droits existants à hauteur de 8 millions d'euros.
- (b) la redéfinition de la provision pour renouvellement conduit à reclasser la quote-part d'amortissement du concédant incluse dans la provision à hauteur de 4 465 millions d'euros,
- (c) la baisse de la provision pour renouvellement correspond :
 - d'une part, au reclassement de l'amortissement du financement du concédant, pour 4 465 millions d'euros,
 - d'autre part, à l'affectation de la provision pour renouvellement des ouvrages renouvelables au-delà du terme normal de la concession constituée au 31 décembre 2004 au renouvellement des ouvrages anciennement classés dans le RAG et transférés en DP, à hauteur du montant nécessaire, ce qui a conduit à une diminution de 27 millions d'euros.
- (d) La diminution de 19 millions a donné lieu à une augmentation des fonds propres avant impôts de même montant.

6.2 Couverture maladie au sein des Industries électriques et gazières (IEG)

Suite à des négociations menées sur le second semestre 2004, des dispositions réglementaires entérinées par le décret du 15 février 2005 ont conduit à adapter le financement du régime et à libérer le Groupe à compter de l'exercice 2005 de ses engagements au titre du régime de couverture maladie des actifs et des inactifs d'EDF SA et de certaines de ses filiales françaises. En l'absence de séparation comptable entre les deux sections relatives aux actifs et aux retraités, ces engagements n'avaient pu être évalués.

6.3 Evolution du capital social d'EDF SA

L'assemblée générale extraordinaire du 31 août 2005 a autorisé une réduction de capital de EDF d'un montant maximum de 7 316 millions d'euros par virement au compte de réserves non distribuables, et en a délégué la mise en œuvre au Conseil d'administration.

Le 27 octobre 2005, le Conseil d'administration a décidé de réduire le capital social de 8 129 000 000 euros à 812 900 000 euros. Cette opération a été réalisée par réduction de la valeur nominale du titre de 5 euros à 0,5 euro. Il a également arrêté les modalités des augmentations de capital relatives à l'Offre à Prix Ouvert, au Placement Global Garanti ainsi qu'à l'option de sur-allocation.

Le 18 novembre 2005, le Conseil d'administration a constaté les augmentations du capital social relatives à l'Offre à Prix Ouvert et au Placement Global Garanti, portant le capital social à 906 834 514 euros.

Enfin, le 20 décembre 2005 à la suite du règlement de l'option de sur-allocation exercée le 15 décembre par les banques chargées du placement des titres dans le cadre de l'ouverture du capital. Le capital social a ainsi été porté à 911 085 545 euros et est composé de 1 822 171 090 actions de 0,5 euro chacune. (voir note 30).

6.4 "Offre réservée aux salariés »

En 2005 dans le cadre de l'ouverture du capital de la société EDF réalisée par appel public à l'épargne, l'Etat français a décidé, en application du dernier alinéa de l'article 11 de la loi n°86-912 du 6 août 1986 et de l'article 26 de la loi du n°2004-803 du 9 août 2004, de réserver aux salariés et anciens salariés d'EDF SA et de certaines de ses filiales en France et à l'étranger une offre à des conditions préférentielles d'acquisition portant sur un nombre d'actions existantes représentant 15 % du nombre total d'actions mises sur le marché lors de l'ouverture minoritaire du capital de la société.

Les caractéristiques et avantages de cette offre sont résumés ci-après :

Formules	hors PEG / PEGI			PEG/PEGI	
	Energie express	Energie express +	Energie maxi	Energie multi	Energie transfert
Rabais	-	- 20 %	- 20 %	- 20 %	- 20 %
Abondement jusqu'à 3 450 eur	-	-	100% jusqu'à 700 eur 40% jusqu'à 3 500 eur 25% jusqu'à 10 020 eur	-	-
Actions gratuites jusqu'à 1 258 eur	1 pour 3	1 pour 2 jusqu'à 700 eur 1 pour 4 au-delà	1 pour 2 jusqu'à 700 eur 1 pour 4 au-delà	-	1 pour 4 jusqu'à 700 eur 1 pour 6 au-delà
Détention des avoirs	-	2 ans	5 ans	5 ans	selon avoirs d'origine
Incessibilité	-	2ans	2 ans	2 ans	2ans
Attribution d'actions gratuites	1 an	3 ans	3 ans	-	3 ans
Prix de cession (eur)	32	25,6	25,6	25,6	25,6

Dans le cadre de cette offre, les salariés du Groupe ont souscrit 34 554 937 actions.

La charge correspondante à la décote, aux actions gratuites et aux facilités de paiement s'élève à 329 millions d'euros et a été enregistrée sur 2005 conformément à la norme IFRS 2 (voir note 14).

L'abondement au bénéfice des salariés dans le cadre de cette opération s'élève à 124 millions d'euros.

6.5 Edison

6.5.1 Historique de la participation du Groupe EDF dans Edison

La première prise de participation du Groupe EDF au capital d'Edison remonte au 1er semestre 2001 lorsque environ 20 % du capital de la holding du contrôle d'Edison, Montedison, avaient été acquis sur le marché.

Les holdings de contrôle Itالenergia puis Itالenergia-bis (« IEB ») ont ensuite été constituées par les Groupes EDF, FIAT, Tassara et des banques italiennes.

6.5.2 Contrats d'option de vente et d'achat conclus par EDF

EDF a conclu en 2002 avec chacun des actionnaires d'IEB (Fiat Energia, Groupe Tassara et les Banques Italiennes) des contrats d'option portant sur leurs actions IEB et, pour certains, également sur leurs warrants IEB. EDF a en outre conclu avec les Banques Italiennes des contrats d'option portant sur leurs actions Edison et sur leurs warrants Edison, l'option sur les warrants ayant fait l'objet d'un accord transactionnel décrit ci-dessous.

Au cours du premier semestre 2005, les actionnaires d'IEB ont exercé leurs options de vente à EDF dans les conditions suivantes :

- Options sur les actions et les warrants IEB

Fiat a exercé son option de vente à EDF de sa participation de 24,6 % au capital d'IEB et de ses warrants permettant la souscription de 83,7 millions d'actions IEB. Cette option a été exercée au prix de 1 147 millions d'euros, soit 5,14 euros par action IEB.

Fiat a exercé son option de vente à EDF de sa participation de 14 % au capital d'IEB. Cette option a été exercée au prix de 653 millions d'euros, soit 5,14 euros par action IEB. La participation de 14 % de Fiat avait été cédée par Fiat aux Banques Italiennes en juin 2002, mais le contrat de cession prévoit que les actions correspondantes seront recédées à Fiat si celle-ci exerce son option de vente à EDF de sa participation de 24,6 % au capital d'IEB.

Les Banques Italiennes ont exercé leur option de vente à EDF de leur participation de 23,37 % au capital d'IEB (hors participation de 14 % visée par l'option ci-dessus) et de leurs warrants permettant la souscription de 79,4 millions d'actions IEB. Cette option a été exercée à un prix égal au coût historique d'acquisition de leur participation au capital d'IEB le 1er juillet 2001, soit, pour les actions, 741 millions d'euros (3,50 euros par action), plus 7 % d'intérêt annuel entre le 1er juillet 2001 et la date de règlement-livraison des titres après exercice de l'option, et pour les warrants environ 23 millions d'euros.

Le groupe Tassara a exercé son option de vente à EDF de sa participation de 20,01 % au capital d'IEB. Cette option a été exercée au prix de 800 millions d'euros, soit 4,41 euros par action IEB. Le contrat avec le groupe Tassara prévoit un mécanisme d'ajustement sur la base des comptes d'Edison au 31 décembre 2005 qui pourrait conduire au versement d'un complément de prix par le groupe EDF. Compte tenu de la formule de calcul du complément de prix, le groupe EDF estime à ce jour qu'il est peu probable qu'il ait à verser un tel complément. Il est précisé que l'option de vente ne porte pas sur les warrants IEB détenus par le groupe Tassara (68 014 806 warrants) qui en reste propriétaire. Dans le cadre des accords conclus, le groupe EDF a racheté les titres concernés entre le 26 juillet et le 9 septembre 2005. La participation du groupe EDF dans IEB est aujourd'hui de 100 %.

- Options sur les actions et les warrants Edison

Les Banques Italiennes ont exercé leur option de vente à EDF de leur participation de 2,9 % au capital d'Edison. Cette option a été exercée à un prix égal au coût historique d'acquisition de leur participation au capital d'Edison le 12 décembre 2002, soit 123 millions d'euros, plus 7 % d'intérêt annuel entre le 12 décembre 2002 et la date de règlement-livraison des titres après exercice de l'option.

6.5.3 Accord transactionnel portant sur les warrants des banques italiennes

Par un accord transactionnel en date du 19 octobre 2005, EDF et les banques italiennes ont mis fin au litige qui les opposait au sujet des 123 396 768 warrants Edison souscrits par les banques lors de l'augmentation de capital de 2002. Il ressort de cet accord transactionnel que :

- le Groupe EDF reçoit sans versement complémentaire 20 % des warrants jusqu'alors détenus par les Banques Italiennes, soit 24 679 354 warrants (le transfert de ces warrants a eu lieu le 26 octobre 2005) et les Banques Italiennes conservent en conséquence les 80% restants, soit 98 717 414 warrants ;
- les banques italiennes renoncent à toute demande d'indemnisation auprès d'EDF au titre de l'arbitrage. En outre, la transaction prévoit que les frais de procédure soient partagés à parts égales, chacune des parties gardant à sa charge ses propres frais d'avocats et d'experts.

6.5.4 Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et AEM Milan

Le 12 mai 2005, EDF, AEM Milan (opérateur italien intégré), WGRM Holding 4 S.p.A. (« WAGRAM 4 », filiale à 100 % d'EDF), et Delmi S.p.A. (« Delmi », filiale à 51 % d'AEM Milan) ont signé un Structure Agreement et un Shareholders' Agreement de droit italien relatifs à la mise en œuvre de leur projet de prise de contrôle conjoint d'Edison et à l'exercice de ce contrôle. A cet effet, une société holding commune, Transalpina di Energia S.p.A. (« TdE »), dont WAGRAM 4 et Delmi détiennent chacun 50 % du capital, a été constituée.

6.5.4.1 Prise de contrôle d'Edison par Transalpina di Energia Srl (« TDE »)

IEB a cédé le 16 septembre 2005 à TdE les actions et les warrants Edison qu'elle détenait au prix de 1,55 euros par action et de 0,59 euro par warrant. Au 30 septembre 2005, TdE détient 61,7 % du capital et environ 63,35 % des droits de vote d'Edison (2 631 976 000 actions) plus 240 000 warrants Edison. Le groupe EDF conservera la propriété des actions Edison qu'elle détient en direct soit 5,16 % du capital et 5,33 % des droits de vote d'Edison, ainsi que 95 253 661 warrants Edison.

Consécutivement à l'acquisition par TdE de toutes les actions Edison détenues par IEB, TdE a lancé le 6 octobre 2005, à la suite de l'approbation formelle (« nulla osta ») par la Consob du document d'offre publique le 4 octobre 2005, une offre publique d'achat obligatoire sur les actions Edison encore en circulation ainsi qu'une offre publique d'achat volontaire sur les warrants Edison. Il n'y a pas eu d'offre publique sur les actions d'épargne Edison. Les actions et les warrants Edison détenus directement par EDF n'ont pas été apportés aux offres.

Le prix de l'offre publique d'achat obligatoire sur les actions Edison dans le document d'offre publique par TdE était de 1,86 euro par action. Ce prix a été calculé selon la méthode fixée par la réglementation italienne, en effectuant la moyenne arithmétique des deux prix par action suivants : (i) 1,53 euro, montant égal à la moyenne pondérée du cours des actions Edison durant les 12 mois précédant la date de conclusion du Structure Agreement et (ii) 2,18 euros, montant égal à la valorisation implicite des actions Edison résultant du prix d'exercice des options de vente d'actions IEB de Fiat à EDF. Le prix de l'offre publique d'achat volontaire sur les warrants Edison était de 0,87 euro.

La clôture de l'offre publique est intervenue le 26 octobre 2005.

Sur la base des résultats communiqués le 4 novembre 2005, 1 218 816 750 actions et 371 389 001 warrants ont été apportés à l'offre, pour des montants respectifs de 2 267 millions d'euros et de 323 millions d'euros.

Concomitamment, TdE a rétrocedé à deux banques désignées par Delmi 384 439 112 actions et à WGRM 4 SpA 501 312 210 actions et 161 616 602 warrants.

En application des accords conclus le 12 mai 2005 avec AEM, EDF a en outre versé à TdE une compensation (i) de 0,15 euro par action et de 0,12 euro par warrant pour les titres acquis lors de l'OPA et conservés par TdE, soit 75 millions d'euros et (ii) de 0,15 euro par action pour les titres acquis lors de l'OPA par TdE et rétrocedés aux deux banques par Delmi soit 58 millions d'euros.

A l'issue de ces opérations, la répartition des titres Edison est la suivante :

	Actions ordinaires	Actions d'épargne	Warrants
TdE (co-détenue à 50 %)	2 965 041 428		210 012 399
EDF SA et filiales détenues à 100 %	721 505 448		281 549 617
Delmi	384 439 112		
Autres	91 467 166	110 592 420	527 148 787
Total	4 162 453 154	110 592 420	1 018 710 803

Le groupe EDF détient ainsi directement et indirectement 51,58 % du capital d'Edison (actions d'épargne comprises) et exerce un contrôle conjoint sur Edison avec AEM à hauteur de 50 % en vertu du shareholder's agreement qui régit à la fois les relations des actionnaires de TdE, l'exercice du contrôle sur Edison et les relations d'EDF et AEM Milan vis à vis de TdE et Edison.

TdE et Edison sont donc intégrées proportionnellement dans les comptes consolidés d'EDF à hauteur respectivement de 50% et de 51,58 %. Compte tenu de la chronologie des principales étapes ayant conduit à cette prise de contrôle conjoint (notamment exercice des options de vente des titres IEB, cession des titres Edison détenus par cette dernière à TDE et OPA sur actions et warrants Edison), le groupe EDF a retenu la date du 1er octobre 2005 pour la première consolidation de ces entités.

La société IEB est par ailleurs intégrée globalement à 100% à compter de cette même date, étant observé qu'elle ne détient plus de titres Edison depuis le 16 septembre 2005 et que le coût d'acquisition de cette entité net du prix de cession à TDE des titres Edison est pris en compte dans le coût d'acquisition d'Edison.

6.5.4.2 Valeur d'acquisition

La valeur d'acquisition des actions Edison se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Nombre d'actions	Montant
Prix d'acquisition d'Edison incluant les frais et la juste valeur de la dette IEB	2 204 026 162	4 849
Juste valeur des instruments financiers et autres engagements		(1 433)
Valeur d'acquisition, nette des provisions antérieurement constituées	2 204 026 162	3 416

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

6.5.4.3 Affectation du prix d'acquisition

Les actifs et passifs d'Edison ont été comptabilisés à leurs justes valeurs respectives à la date d'acquisition du 1er octobre 2005.

L'acquisition ayant été réalisée en fin de période 2005, les valeurs ont été déterminées provisoirement sur la base des comptes consolidés IFRS d'Edison du 30 septembre 2005. Conformément à la norme IFRS 3, le Groupe dispose de 12 mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition.

Sur ces bases, le goodwill provisoire se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	
Valeur nette comptable des actifs acquis	6 099
Goodwill au niveau local	(3 505)
Actifs nets acquis hors goodwill	2 594
Affectation réalisée	
Immobilisations corporelles (a)	189
Concession gaz (b)	115
Immobilisations incorporelles (c)	685
Tecnimont (d)	86
Dettes financières (e)	(156)
Impôts différés (f)	(317)
Total des affectations	602
Actifs nets acquis après affectation	3 196
Quote-part EDF (51,58 %)	1 648
Coût d'acquisition net	3 416
Goodwill	1 768

Les immobilisations corporelles et incorporelles ont été réévaluées selon la méthode des flux de trésorerie actualisés.

- La réévaluation de 189 millions d'euros des immobilisations corporelles concerne les centrales thermiques pour 74 millions d'euros, les centrales hydroélectriques pour 101 millions d'euros, et les stocks de gaz pour 14 millions d'euros ;
- Les concessions de gaz concernent essentiellement les réserves en Italie ;
- Les immobilisations incorporelles concernent la valorisation de trois contrats de gaz communément appelés « Take or Pay contracts » ;
- Le groupe Tecnimont ayant été cédé par Edison courant novembre 2005, les actifs et passifs correspondants ont été évalués à la juste valeur réduite des coûts de ventes ;
- Les quatre emprunts obligataires d'Edison cotés à la bourse de Milan ont été valorisés à leur valeur de marché au 30 septembre 2005 ;
- Impôt différés induits par l'identification des actifs et passifs.

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

Sur la base des données ci-dessus, l'entrée d'Edison dans le périmètre d'EDF a l'impact suivant au bilan d'EDF (en quote-part EDF) :

ACTIF	Bilan historique	Effets de	Bilan à la juste valeur
	30.09.2005	l'évaluation à la juste valeur	30.09.2005
(en millions d' euros)			
Goodwill	1 808	(1 808)	
Autres actifs incorporels	190	353	543
Immobilisations corporelles	4 476	157	4 633
Titres mis en équivalence	34		34
Actifs financiers non courants	139		139
Impôts différés	54	27	81
Actif non courant	6 701	(1 271)	5 430
Stocks	229		229
Clients et comptes rattachés	623		623
Autres débiteurs	359		359
Trésorerie et équivalents de trésorerie	176		176
Actif courant	1 387		1 387
Actifs détenus en vue de la vente	225	44	269
TOTAL DE L'ACTIF	8 313	(1 227)	7 086
PASSIF	Bilan historique	Effets de	Bilan à la juste valeur
	30.09.2005	l'évaluation à la juste valeur	30.09.2005
(en millions d' euros)			
Capital	2 200		2 200
Réserves et résultats consolidés	946	(1 497)	(551)
Intérêts minoritaires	242		242
Total des capitaux propres	3 388	(1 497)	1 891
Provisions non courantes	529		529
Passifs financiers non courants	2 622	80	2 702
Impôts différés	601	190	791
Passif non courant	3 752	270	4 022
Fournisseurs et comptes rattachés	476		476
Passifs financiers courants	200		200
Dettes d'impôts courants	36		36
Autres créditeurs	272		272
Passif courant	984		984
Passifs détenus en vue de la vente	189		189
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	8 313	(1 227)	7 086

6.5.4.4 Résultats Edison et données pro-forma 2005

Le chiffre d'affaires et le résultat net d'Edison sur le 4ème trimestre s'élèvent respectivement à 1 011 millions d'euros et 34 millions d'euros en quote-part EDF.

En données pro-forma, le chiffre d'affaires et le résultat net de l'année 2005 s'élèveraient respectivement à 3 430 millions d'euros et 208 millions d'euros en quote-part EDF.

6.5.4.5 Exercice du contrôle conjoint sur Edison

Le Shareholders Agreement, conclu pour trois ans, régit à la fois les relations des actionnaires de TdE, l'exercice du contrôle sur Edison et les relations d'EDF et AEM Milan vis à vis de TdE et d'Edison.

6.6 Light

Le 28 juin 2005, la BNDES (Banque de développement du Brésil) a approuvé l'octroi à Light d'un programme d'aide consistant en un prêt à taux d'intérêt bonifié convertible jusqu'à 50 % en capital. Le 29 juillet 2005, la BNDES a versé à Light le montant de ce prêt bonifié s'élevant à 735 millions de reals (y compris 727 millions de reals de nominal et les intérêts de retard, soit environ 250 millions d'euros sur la base du taux de change au 31 août 2005). Fin juillet 2005, EDF a par ailleurs converti en capital la dette d'environ 327 millions d'euros de Light envers sa société-mère.

6.7 Edenor

Le Groupe EDF et Dolphin Energia SA (« Dolphin ») ont ainsi conclu le 10 juin 2005 un contrat de cession par lequel le Groupe EDF s'est engagé à céder à Dolphin pour un prix total de 100 millions de dollars US, payable en une seule fois, d'une part, 100 % des actions de la société EASA qui détient 51 % du capital d'Edenor et, d'autre part, 14 % du capital. Le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le projet de cession au cours de sa réunion en date du 29 juin 2005.

A l'issue de la cession, le Groupe EDF conserve directement 25 % du capital et des droits de vote d'Edenor.

La réalisation de la cession est intervenue au 1^{er} septembre 2005 et s'est traduite par une plus-value de 188 millions d'euros dans les résultats et une réduction de la dette nette du Groupe de 448 millions d'euros.

Le Groupe a transféré le contrôle d'Edenor en cédant ses participations indirectes via EASA et une partie de sa participation directe et Edenor est désormais consolidée par mise en équivalence dans les comptes du groupe EDF.

Note 7 - Effet de la loi du 9 Août 2004 sur la comparabilité des exercices

Les états financiers du Groupe prennent en compte à partir du 1er janvier 2005 les effets de la loi relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières (« loi du 9 août 2004 ») sur le financement du régime des retraites et des concessions.

Afin de rendre comparables les exercices 2004 et 2005, le groupe EDF a préparé, en complément des informations financières au 31 décembre 2004 établies au titre de la transition aux normes IAS / IFRS, des informations financières pro forma au titre de l'exercice 2004, qui visent à simuler les effets que la loi du 9 août 2004 aurait pu avoir sur le compte de résultat du Groupe EDF au 31 décembre 2004, si la réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG et les dispositions relatives aux concessions, issues de cette loi, avaient pris effet au 1er janvier 2004.

Ces informations financières sont publiées à seule fin d'illustration, ne permettent pas d'établir une base d'informations comparables aux exercices futurs et ne préjugent pas non plus de ses résultats d'exploitation au cours d'exercices futurs. Les retraitements sur le compte de résultat pro forma sont décrits en note 7.3.

7.1 Impacts de la réforme du financement du régime spécial de retraite des IEG

Les contributions exceptionnelles versées par le Groupe à la Caisse Nationale des IEG dans le cadre des conventions financières conclues avec la CNAV et les régimes complémentaires, sont reconnues en dettes dès le 1er janvier 2004 pour le montant des conventions signées (soit 2 392 millions d'euros nets d'impôt) et sont réputées versées selon l'échéancier effectif prévu dans les informations financières pro forma au titre de 2004.

Les droits de base, objet des conventions financières conclues avec les régimes généraux et complémentaires, n'ont pas lieu d'être provisionnés.

Le financement des droits spécifiques des personnels des activités régulées (transport et distribution) acquis antérieurement à la date d'effet de la réforme, - de même que des contributions exceptionnelles à verser au régime général et aux régimes de retraites complémentaires - est assuré par le prélèvement de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution d'électricité, et n'incombe donc plus au Groupe EDF. En conséquence, ces engagements n'ont pas lieu d'être provisionnés.

Les prestations versées directement par EDF avant réforme, ainsi que les versements aux fonds externalisés nets des primes d'assurances reçues, qui figurent en charges dans les comptes établis en normes françaises sont éliminés dans les informations financières pro forma 2004.

Les cotisations (part patronale) sont prises en compte sur la base des taux fixés par les conventions financières avec les régimes généraux. Les retraitements pro forma intègrent en augmentation des frais de personnel, l'incidence de la prime compensatoire qui a été accordée aux agents statutaires afin de compenser la perte de pouvoir d'achat résultant de l'augmentation des cotisations retraite salariales.

Les droits spécifiques acquis par le personnel des activités régulées et non régulées sur l'exercice 2004 sont enregistrés en résultat en coût des services rendus.

Le coût des services rendus correspond à l'augmentation de l'engagement au titre des droits spécifiques du personnel des activités régulées et non régulées. Le coût financier est déterminé sur la base d'un taux d'actualisation de 5 %. Le produit financier correspondant au rendement attendu des fonds externalisés est par ailleurs pris en compte, en fonction des anticipations de rendement de ces actifs compte tenu de leur composition.

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

Compte tenu du principe de neutralité tarifaire de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA), le chiffre d'affaires d'EDF a été diminué du montant attendu de cette taxe.

L'incidence sur le résultat financier pro forma des contributions exceptionnelles (souttes) est prise en compte au taux de 4,5%.

7.2 Article 36 de la loi du 9 août relatif aux concessions

Les impacts de cet article sur le compte de résultat consistent en la suppression de la provision pour renouvellement des ouvrages dont le renouvellement est postérieur au terme normal de la concession, et en la constitution d'une provision pour renouvellement pour les ouvrages classés auparavant dans le réseau d'alimentation générale (RAG) et reclassés en réseaux de distribution publique (DP) (voir note 6.1.3.).

L'effet des retraitements sur le résultat de l'exercice 2004 pro forma est présenté ci-après.

7.3 Effets sur le compte de résultat retraité pro forma de l'exercice 2004

(en millions d'euros)	2004 IFRS	Impact réforme des retraites	Concessions art.36	Total impacts loi du 9 août 2004	2004 Pro forma
Chiffre d'affaires	46 788	(638)	-	(638)	46 150
Achats de combustibles et d'énergie	(13 486)	-	-	-	(13 486)
Autres consommations externes	(8 748)	-	-	-	(8 748)
Charges de personnel	(8 744)	(301)	-	(301)	(9 045)
Impôts et taxes	(2 827)	-	-	-	(2 827)
Autres produits et charges opérationnels	434	-	80	80	514
Excédent brut d'exploitation	13 417	(939)	80	(859)	12 558
Dotations aux amortissements	(4 842)	-	-	-	(4 842)
Pertes de valeur	(1 373)	-	-	-	(1 373)
Autres produits et charges d'exploitation	(190)	-	-	-	(190)
Résultat d'exploitation	7 012	(939)	80	(859)	6 153
Résultat financier	(5 432)	2 375	-	2 375	(3 057)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	1 580	1 436	80	1 516	3 096
Impôts sur les résultats	(1 072)	(505)	(28)	(533)	(1 605)
Quote part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	103	-	-	-	103
Résultat net consolidé	611	931	52	983	1 594
dont part des minoritaires	13	-	-	-	13
dont part du Groupe	624	931	52	983	1 607

Note 8 - Evolutions du périmètre de consolidation

8.1 Evolution de périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2005

Les principales évolutions de périmètre de l'exercice 2005 sont décrites ci-dessous :

- Comme suite aux opérations de prise de contrôle d'Edison, EDF a consolidé les sociétés TdE et Edison par intégration proportionnelle à compter du 1^{er} octobre 2005. Compte tenu de la mise en oeuvre du Structure Agreement et du shareholder's agreement, le pourcentage d'intérêt de Edison à l'issue de l'OPA est de 51,58 % . IEB ainsi que les sociétés holdings de cette dernière sont détenues par EDF à 100 % et sont consolidées par intégration globale.
Les effets de l'intégration d'Edison dans le périmètre sont décrits en note 6.
Par ailleurs, EDF a cédé à Edison 20 % de sa participation dans la société Finel. A l'issue de cette opération, Edison détenant déjà le contrôle de la société, la société Finel antérieurement mise en équivalence sera consolidée par intégration proportionnelle à hauteur de 61,26 % à compter du 1^{er} décembre 2005.
- A la suite de l'augmentation de capital de EnBW réalisée en avril 2005 par cession des titres d'auto-contrôle, OEW est revenu à parité avec EDF dans le capital de EnBW. La quote-part d'intérêt d'EDF dans le capital de EnBW est ainsi passée de 48,43 % au 31 décembre 2004 à 46,12 % au 30 juin 2005.
- EDF Ostalkreis et EDF Weinberg sont déconsolidées au 1er janvier 2005. Par ailleurs, EnBW a consolidé pour la première fois en intégration proportionnelle les sociétés Prazska Energetika holding A.S.et Prazska

Teplarenska holding A.S et, par mise en équivalence la société autrichienne EVN AG suite à l'exercice d'un put portant sa participation de 13,2 % à 29,7 %.

- En Argentine, le processus de cession de Sodemsa et Edemsa a été finalisé le 30 mars 2005 ce qui s'est traduit par la déconsolidation de ces deux sociétés. Par ailleurs, EDF a cédé en date du 31 août 2005 100 % de la société Easa, et 14 % du capital d'Edenor. A l'issue de cette opération, le Groupe détient 25 % du capital d'Edenor qui est consolidé par mise en équivalence à compter de cette date.
- Au Brésil dans le cadre des opérations de restructuration de la dette de Light, les minoritaires ont participé à l'augmentation de capital réalisée fin juillet 2005 et ont converti en capital une partie de la dette obligataire convertible. Il en est résulté une diminution du pourcentage d'intérêt d'EDF de 5,22% portant la participation du Groupe à 89,57% au 31 décembre 2005.
- En Europe, Skandrenkraft a été dissoute et déconsolidée au 1er avril 2005. Sapar Participations a été cédée début janvier 2005.

8.2 Evolution de périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2004

Il n'y a pas eu d'évolution de périmètre significative au cours de l'exercice 2004. Les opérations réalisées concernent principalement des variations de pourcentage d'intérêt.

Chez EnBW, ces évolutions consistent :

- dans la participation d'EDF à l'augmentation de capital dans le cadre du processus de refinancement mis en œuvre en juin 2004, ce qui a conduit à porter le pourcentage d'intérêt d'EDF de 45,81% à 48,43 % à la clôture ;
- dans la poursuite du désengagement des activités non stratégiques avec la cession notamment du sous-groupe APCOA et d'HidroCantabrico, de SIP, Melvo, Ditra et EnRW ;
- dans le désengagement partiel dans ESAG et la prise de contrôle dans GASO via la création de la holding ENSO.

L'impact de ces variations de périmètre est de (337) millions d'euros sur le chiffre d'affaires du Groupe.

Chez EDF Energy, suite à la révision des accords d'actionnaires, la société Metronet, antérieurement consolidée par intégration proportionnelle, est mise en équivalence à compter du 30 juin 2004.

Par ailleurs, Finel a cédé sa participation de 75 % dans ISE au groupe Edison. ISE a été déconsolidée à compter du 1^{er} décembre 2004.

Note 9 - Informations sectorielles

L'information sectorielle est présentée sur la base de l'organisation interne du Groupe qui reflète les différents niveaux de risques et de rentabilité auxquels il est exposé.

La segmentation des informations par zone géographique en fonction de l'implantation des actifs est privilégiée, le risque "pays" l'emportant, à ce jour, sur le risque "activité" en raison de la stratégie de développement à l'international du Groupe et des différences de contextes économique, réglementaire et technique entre les différentes zones géographiques.

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

9.1 Informations par zones géographiques

La ventilation retenue par le Groupe EDF pour les zones géographiques est la suivante :

- «**France**» qui désigne EDF SA et sa filiale RTE EDF Transport et regroupe les activités régulées (principalement Distribution et Transport) et non régulées (principalement Production et Commercialisation),;
- «**Royaume-Uni**» qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- «**Allemagne** » qui désigne les entités du sous-groupe EnBW;
- «**Reste Europe** » qui regroupe les autres filiales européennes situées notamment en Italie, en Europe continentale, les participations et activités nouvelles dont Electricité de Strasbourg, Dalkia, Tiru, Asa, EDF Energies Nouvelles, et EDF Trading ;
- «**Reste du Monde** » qui regroupe les filiales situées en Amérique latine et en Asie.

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

9.1.1 Au 31 décembre 2005 :

	France	Royaume Uni	Allemagne	Reste Europe	Reste Monde	Eliminations	Total
(en millions d'euros)							
Chiffre d'affaires externe	30 126	6 674	5 005	6 377	2 869		51 051
Chiffre d'affaires inter-secteur	147	1	24	359	3	(534)	-
Chiffre d'affaires	30 273	6 675	5 029	6 736	2 872	(534)	51 051
Excédent brut d'exploitation	8 459	1 369	905	1 593	684		13 010
BILAN :							
Actifs incorporels et Immobilisations corporelles	76 199	10 228	5 680	9 964	2 030		104 101
Titres mis en équivalence	-	67	572	1 309	73		2 021
Goodwill	-	2 478	1 760	2 897	46		7 181
Autres actifs sectoriels (1)	17 479	1 956	1 419	4 915	1 492		27 261
Autres actifs non affectés							30 350
Total Actif	93 678	14 729	9 431	19 085	3 641	-	170 914
Passifs sectoriels (2)	95 704	2 860	5 389	4 328	1 262		109 543
Autres passifs non affectés							61 371
Total Passif	95 704	2 860	5 389	4 328	1 262	-	170 914
AUTRES INFORMATIONS :							
Investissements corporels et incorporels	3 276	1 067	270	527	199		5 339
Dotations aux amortissements	(3 634)	(446)	(314)	(491)	(151)		(5 036)
Pertes de valeur	1	-	(19)	(129)	-		(147)

9.1.2 Au 31 décembre 2004 pro forma :

	France	Royaume Uni	Allemagne	Reste Europe	Reste Monde	Eliminations	Total
(en millions d'euros)							
Chiffre d'affaires externe	28 703	5 957	4 627	4 748	2 115		46 150
Chiffre d'affaires inter-secteur	156	-	16	338	-	(510)	-
Chiffre d'affaires	28 859	5 957	4 643	5 086	2 115	(510)	46 150
Excédent brut d'exploitation (3)	8 521	1 376	903	1 237	521		12 558
AUTRES INFORMATIONS :							
Dotations aux amortissements	(3 452)	(424)	(334)	(373)	(259)		(4 842)
Pertes de valeur	10	-	(60)	(240)	(1 083)		(1 373)

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

9.1.3 Au 31 décembre 2004 :

(en millions d'euros)	France	Royaume Uni	Allemagne	Reste Europe	Reste Monde	Eliminations	Total
Chiffre d'affaires externe	29 341	5 957	4 627	4 748	2 115		46 788
Chiffre d'affaires inter-secteur	156	-	16	338	-	(510)	-
Chiffre d'affaires	29 497	5 957	4 643	5 086	2 115	(510)	46 788
Excédent brut d'exploitation (3)	9 379	1 377	903	1 236	522		13 417
BILAN :							
Actifs incorporels et Immobilisations corporelles	75 925	9 339	6 189	5 409	2 071		98 933
Titres mis en équivalence	-	49	564	1 525	60		2 198
Goodwill	-	2 408	1 852	1 074	37		5 371
Autres actifs sectoriels (1)	17 731	1 026	1 320	5 811	1 123		27 011
Autres actifs non affectés							16 018
Total Actif	93 656	12 822	9 925	13 819	3 291		149 531
Passifs sectoriels (2)	93 867	2 895	5 491	6 309	1 135		109 697
Autres passifs non affectés							39 834
Total Passif	93 867	2 895	5 491	6 309	1 135		149 531
AUTRES INFORMATIONS :							
Investissements incorporels et corporels	2 976	950	237	428	317		4 908
Dotations aux amortissements	(3 452)	(424)	(334)	(373)	(259)		(4 842)
Perte de valeur	10	-	(60)	(240)	(1 083)		(1 373)

- (1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs.
- (2) Les passifs sectoriels comprennent les passifs spécifiques des concessions, les provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire, les provisions pour déconstruction et dernier cœur, les provisions pour avantages du personnel, les autres provisions pour risques et charges (hormis les provisions pour risques liés aux participations et les provisions pour risques fiscaux), les fournisseurs et comptes rattachés ainsi que les autres créditeurs.
- (3) La finalisation des travaux relatifs à la transition IFRS a conduit à une correction des affectations de résultat par zone géographique de 57 millions d'euros se traduisant principalement par une augmentation de l'excédent brut d'exploitation de la France et une diminution sur le Royaume-Uni.

Produits provenant des ventes à des clients externes par zones géographiques sur la base de la localisation des clients :

(en millions d'euros)	France	Europe	Reste du Monde	EDF Trading	Total
Exercice 2005	28 158	19 191	3 271	431	51 051
Exercice 2004 proforma	27 923	15 419	2 414	394	46 150
Exercice 2004	28 561	15 419	2 414	394	46 788

9.2 Informations par secteurs d'activité

Les activités du Groupe se déclinent comme suit :

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

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

(en millions d'euros)	Production - Commercialisation	Distribution	Transport	Autres	Eliminations (1)	Total
Au 31 Décembre 2005 :						
Chiffre d'Affaires Externe :						
- dont France (2)	17 755	8 924	3 842	465	(860)	30 126
- dont reste du Monde	16 489	1 460	224	2 752		20 925
Chiffre d'affaires	34 244	10 384	4 066	3 217	(860)	51 051
Actifs sectoriels	56 174	62 576	12 312	9 484	(1 836)	138 710
Actifs non affectés						32 204
Investissements de l'exercice (corporels et incorporels)	1 554	2 654	566	564	-	5 338
Au 31 Décembre 2004 pro forma :						
Chiffre d'Affaires externe :						
- dont France (2)	16 916	8 818	3 700	298	(1 029)	28 703
- dont reste du Monde	12 559	1 334	139	3 415		17 447
Chiffre d'affaires	29 475	10 152	3 839	3 713	(1 029)	46 150
Au 31 Décembre 2004 :						
Chiffre d'Affaires externe :						
- dont France (2)	16 916	9 368	3 789	297	(1 029)	29 341
- dont reste du Monde	12 559	1 334	139	3 415	-	17 447
Chiffre d'affaires	29 475	10 702	3 928	3 712	(1 029)	46 788
Actifs sectoriels	50 266	61 816	11 495	7 958	(323)	131 212
Actifs non affectés						18 319
Investissements de l'exercice (corporels et incorporels)	1 216	2 479	521	692	-	4 908

(1) Dont éliminations entre activités régulées (Distribution - Transport) : (41) pour 2005, (26) pour 2004 et 2004 pro forma ;
Dont éliminations entre activités non régulées : (30) pour 2005.

(2) Afin de présenter le chiffre d'affaires qui traduit au plus juste la réalité économique de chaque activité, il est retenu dans les comptes de l'exercice 2005 un format différent de celui des comptes consolidés au 31 décembre 2004 établis au titre de la transition aux normes IAS/IFRS. En particulier, le chiffre d'affaires de l'activité Production-Commercialisation est présenté net du coût de l'acheminement Transport et Distribution tout comme le chiffre d'affaires de l'activité Distribution est présenté net du coût de l'acheminement Transport. Il en résulte que ces charges d'acheminement n'ont plus lieu de figurer en éliminations inter secteurs comme c'était le cas dans la présentation des comptes au 31 décembre 2004. L'information par secteur de l'année 2004 et 2004 pro forma a été retraitée de manière à être comparable à 2005.

Note 10 - Chiffre d'affaires

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

(en millions d'euros)	2005	2004 pro forma	2004
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	47 058	42 224	42 862
Autres ventes de biens et de services	3 575	3 532	3 532
Variation de juste valeur des contrats de matières premières	(13)	-	-
EDF Trading	431	394	394
Chiffre d'affaires	51 051	46 150	46 788

Le chiffre d'affaires consolidé est en progression de 9,1 % par rapport à celui de l'exercice 2004 et de 10,6 % par rapport au chiffre d'affaires pro forma. Il inclut à hauteur de 1 010 millions d'euros le chiffre d'affaires Edison du 4^{ème} trimestre 2005.

Il prend en compte pour l'exercice 2005 la mise en place de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) pour un montant de 714 millions d'euros et l'application des normes IAS 32 et 39. L'effet CTA était intégré dans le chiffre d'affaires 2004 pro forma à hauteur de 639 millions d'euros

Note 11 - Achats de combustibles et d'énergie

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

(en millions d'euros)	2005	2004
Achats consommés de combustibles - production d'énergie	(6 587)	(5 221)
Achats d'énergie	(10 528)	(8 470)
Résultat de couverture	50	
(Dotations) et reprises de provisions liées aux combustibles nucléaires et aux achats d'énergie	372	205
Achats de combustibles et d'énergie	(16 693)	(13 486)

Les achats de combustibles et d'énergie progressent de 3 207 millions d'euros, soit de 23,8 % par rapport à l'exercice 2004. Cette progression s'explique par l'intégration de Edison à compter du 1^{er} octobre 2005 à hauteur de 620 millions d'euros ainsi que par le fort accroissement des coûts de l'énergie.

Note 12 - Autres consommations externes

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

(en millions d'euros)	2005	2004
Services extérieurs	(8 206)	(7 785)
Autres achats (hors services extérieurs, combustibles et énergie)	(2 581)	(2 439)
Acheminement et serv. réseau de transport	(531)	(556)
Production stockée et immobilisée	2 094	1 825
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	115	207
Autres consommations externes	(9 109)	(8 748)

La progression des consommations externes résulte principalement de l'intégration de Edison.

Note 13 - Obligations contractuelles et engagements dans le cadre de ses activités

13.1 Engagements sur contrats commerciaux

Le Groupe 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 il s'engage à acheter des matières premières, du combustible, de l'énergie et du gaz pour des durées qui peuvent atteindre 20 ans. Par ailleurs, le Groupe s'est engagé à livrer de l'énergie et de l'électricité dans le cadre de contrats de vente ferme à des clients finals.

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.

En ce qui concerne EDF, un ensemble de contrats à long terme a été passé avec un certain nombre d'électriciens européens aux termes desquels elle s'est engagée 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 de tirage sur les 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.

De même, EDF a passé avec un certain nombre de producteurs d'électricité des contrats d'achats à long terme, soit en participant au financement de centrales de production, soit au travers de contrats commerciaux d'achat d'électricité.

Par ailleurs, lors la prise de participation dans ENBW en 2001, EDF s'est engagé à vendre sur le marché français 6000 MW dans le cadre d'enchères. Cette vente de puissance a été atteinte dès la fin 2003. D'une durée de base de 5 ans, elle pourra être réexaminée avec les autorités européennes début 2006.

De plus, au terme l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter 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

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

de co-génération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes, petite hydraulique ou valorisant les déchets organiques). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés via la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE).

Ces engagements recouvrent également ceux relatifs aux contrats à long terme d'achat de combustibles et de gaz ainsi que ceux relatifs aux contrats signés par la Division aux Combustibles Nucléaires d'EDF.

13.2 Garanties et engagements relatifs à l'exécution de contrats d'exploitation

Dans le cadre de son activité, le Groupe met en place des garanties, généralement par l'intermédiaire de banques, destinées à la bonne exécution des contrats. Par ailleurs, le Groupe a donné ou reçu des engagements solidaires avec des tiers ou l'une de ses filiales. L'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	Échéances		
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission	631	132	409	90
Engagements sur commandes d'exploitation *	1 582	1 159	365	58
Engagements sur commandes d'immobilisations	2 611	1 619	881	111
Autres engagements liés à l'exploitation	3 515	994	1 937	584
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	8 339	3 904	3 592	843
Engagement reçus liés à l'exploitation	877	415	169	293

* hors matières premières et énergie

Les garanties de bonne exécution/ bonne fin/ soumission concernent principalement les garanties liées à la construction ou à l'exploitation des centrales mexicaines (204 millions d'euros), chinoises (13 millions d'euros,) et laotienne (170 millions d'euros). D'autres garanties ont été données par le groupe EDF pour un montant de 244 millions d'euros, principalement par EDF Energies Nouvelles et Dalkia International.

Au 31 décembre 2005, les engagements fermes de commandes d'exploitation hors achats de matières première et énergie et les engagements d'achats d'immobilisations corporelles s'élèvent à 4 193 millions d'euros (contre 3 440 millions d'euros au 31 décembre 2004), notamment par EDF SA au titre des engagements de commandes d'immobilisations et d'exploitation pour respectivement 1 699 millions d'euros et 1 242 millions d'euros et par Edison pour 338 millions d'euros.

Les autres engagements donnés liés à l'exploitation concernent principalement :

- l'engagement de solidarité pris par les exploitants de centrales nucléaires allemands dans l'éventualité où, à la suite d'un accident nucléaire, l'un d'eux ne serait pas en mesure de faire face à ses obligations. Le montant consolidé par le groupe EDF au travers d'EnBW s'élève à 1 035 millions d'euros (1 087 millions d'euros au 31 décembre 2004).
- dans le cadre de la mise en place de la couverture de l'exposition au risque dommages causés par la tempête à son réseau de distribution d'électricité en France, le groupe EDF a conclu un contrat avec CDC Ixis Capital Markets aux termes duquel chacune des parties s'engage à indemniser l'autre de la responsabilité qu'elle pourrait encourir au titre de l'émission d'un CAT bond dans la limite d'un montant global maximal de 240 millions d'euros pour chacune des parties. La prime fixe restant à courir au 31 décembre 2005 a, par ailleurs, été valorisée à 61 millions d'euros.
- La prise en compte des engagements d'Edison suite à son intégration dans le groupe EDF (585 millions d'euros).

13.3 Obligations en matière de location simple

Le Groupe est engagé 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. Au 31 décembre 2005, le montant des charges et les engagements de loyers irrévocables s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Total	Engagements fermes au 31.12.2005		
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans
Contrats de location simple	2 458	408	1 405	645
Engagements de location simple -reçus	547	80	351	116

Note 14 - Charges de personnel

14.1 Charges de personnel

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

(en millions d'euros)	2005	2004	2004
	Pro forma		
Rémunérations	(6 076)	(5 781)	(5 781)
Charges de sécurité sociale	(1 086)	(878)	(878)
Intéressement et participation	(399)	(287)	(287)
Avantages non monétaires	(330)	(354)	(354)
Autres charges liées avantages CT	(18)	(17)	(17)
Total avantages CT	(7 909)	(7 317)	(7 317)
Total avantages postérieurs à l'emploi	(1 608)	(1 745)	(1 444)
Autres avantages à LT	(10)	7	7
ORS	(329)		
Indemnités de fin de contrat	22	10	10
Autres charges de personnel	(317)	17	17
CHARGES DE PERSONNEL	(9 834)	(9 045)	(8 744)

14.2 Effectifs moyens

	Exercice 2005			Exercice 2004		
	Statut IEG	Autres	Total	Statut IEG	Autres	Total
Cadres	25 616	4 707	30 323	24 915	4 418	29 333
Agents de maîtrise et techniciens	81 498	44 944	126 442	82 854	43 966	126 820
Effectifs moyens	107 114	49 651	156 765	107 769	48 384	156 153

Les effectifs moyens sont présentés en équivalents à temps plein. Les effectifs des sociétés intégrées proportionnellement sont consolidés au prorata du pourcentage d'intérêt et représentent 21 922 équivalents à temps plein.

14.3 Rémunération des dirigeants

Les principaux dirigeants du Groupe sont le président du conseil d'administration, les directeurs généraux délégués et les membres du conseil d'administration externes.

La rémunération attribuée en 2005 à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 3,7 millions d'euros au titre des avantages court terme (y compris charges sociales et jetons de présence).

Par ailleurs les dirigeants statutairement rattachés au régime des Industries Electriques et Gazières (IEG) bénéficient des avantages postérieurs à l'emploi que procure ce statut.

Dans le cadre de l'ouverture du capital d'EDF, les dirigeants de l'entreprise ont pu bénéficier des avantages accordés aux salariés : rabais sur le prix des actions, attribution d'actions gratuites et abondement.

Note 15 - Autres produits et charges opérationnels

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

(en millions d'euros)	2005	2004 Pro forma	2004
Subventions d'exploitation	1 314	1 571	1 571
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(489)	(563)	(645)
Résultat de déconsolidation	98	-	-
Résultat de cession d'immobilisations	114	81	81
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants	(30)	(75)	(75)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	(133)	(131)	(131)
Autres produits et autres charges	(184)	(369)	(367)
Autres produits et charges opérationnels	690	514	434

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue par EDF au titre de la « Contribution au Service Public de l'Electricité » (CSPE) instaurée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003. Cette contribution est due par le consommateur final (éligible ou non) et est recouvrée par les opérateurs de réseau ou les fournisseurs d'électricité qui procèdent à sa liquidation. Depuis le 1^{er} janvier 2005, les surcoûts résultant des tarifs de première nécessité et du dispositif pauvreté et précarité sont également pris en compte.

Cette compensation s'est traduite dans les comptes par un produit de 1 301 millions d'euros en 2005 et de 1 561 millions d'euros en 2004. En 2004, un rectificatif de 157 millions d'euros au titre de 2002 et une régularisation de (55) millions d'euros au titre de 2003 qui avaient été notifiés en 2004 par la CRE avaient été enregistrés dans cette rubrique.

Le produit à recevoir de la CSPE a été estimé sur la base des hypothèses les plus probables appréciées à fin 2005.

Note 16 - Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2005 représentent un produit net de 251 millions d'euros qui se compose pour l'essentiel du produit de déconsolidation suite à la cession de 65% du capital d'EDENOR (189 millions d'euros) ainsi que d'un profit de dilution suite à la restructuration de la dette de Light (59 millions d'euros).

En 2004, l'impact de la soulte libératoire relative à l'assainissement du site de Marcoule a représenté une charge nette de 190 millions d'euros.

Note 17 - Résultat financier

17.1 Coût de l'endettement financier brut

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

(en millions d'euros)	2005
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(1 556)
Inefficacité des couvertures de juste valeur	(47)
Inefficacité des couvertures de flux de trésorerie	(1)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	28
Résultat net de change sur endettement	104
Coût de l'endettement financier brut	(1 472)

17.2 Charges d'actualisation

La charge d'actualisation concerne principalement les provisions pour fin de cycle, pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2005	2004	2004
	proforma		
Provisions avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme	(1 147)	(1 028)	(3 565)
Provisions pour fin de cycle, déconstruction et dernier cœur	(1 343)	(1 350)	(1 350)
Autres provisions	(36)	(54)	(54)
Charges d'actualisation	(2 526)	(2 432)	(4 969)

17.3 Autres produits et charges financiers

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

(en millions d'euros)	2005
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	57
Produits sur actifs financiers	886
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	(329)
Autres charges financières	(464)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	71
Rendement des actifs de couverture	318
Autres produits et charges de l'activité financière	539

17.4 Résultat financier de l'exercice 2004

En 2004, le résultat financier se composait des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31.12.2004
Frais financiers nets	(1 319)
Résultat de change	(59)
Charge d'actualisation	(4 969)
Rendement des actifs de couverture des avantages du personnel	297
Produits financiers des participations	104
Résultat de déconsolidation	67
Pertes de valeur	(442)
Autres	889
Résultat financier	(5 432)

La rubrique « Autres » comprenait notamment la plus-value de cession dégagée sur les titres Total pour 698 millions d'euros.

Note 18 - Impôts sur les résultats

18.1 Ventilation de la charge d'impôt

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

(en millions d'euros)	2005	2004
Impôts exigibles	(1 474)	(1 269)
Impôts différés	23	197
Total	(1 451)	(1 072)

La charge d'impôt courant provient des filiales pour 915 millions d'euros (notamment RTE EDF Transport, EnBW, EDF International et EDF Energy) et d'EDF SA pour 559 millions d'euros,.

18.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective

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

(en millions d'euros)	2005	2004
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	4 619	1 580
Perte de valeur des écarts d'acquisition	29	396
Résultat des sociétés intégrées avant impôt et perte de valeur des écarts d'acquisition	4 648	1 976
Charge théorique d'impôt	(1 624)	(700)
Différences de taux d'imposition	84	43
Écarts permanents	429	146
Impôts sans base	(285)	(103)
Dépréciation d'impôts différés actifs	(23)	(428)
Autres	(32)	(30)
Charge réelle d'impôt	(1 451)	(1 072)
Taux effectif d'impôt	31,22%	54,25%

La différence entre le taux en vigueur et le taux effectif s'explique essentiellement

- pour 2005 par :

- l'impact des différences de taux d'imposition, essentiellement sur les filiales du Royaume Uni, EDF Trading et EDF Energy imposées au taux de 30% ;
- le dénouement du dossier Edison qui a permis de mettre fin à un risque provisionné dans les comptes de l'exercice 2004. La provision n'ayant pas été déduite fiscalement, sa reprise n'est pas taxable, ce qui se traduit par une charge d'impôt réelle inférieure de 429 millions d'euros à la charge d'impôt théorique ;
- l'impact du contrôle fiscal d'EDF SA portant sur les exercices 2003 et 2004 qui s'est traduit par un rappel d'impôt sur les sociétés de 458 millions d'euros. En contrepartie, un impôt différé actif a été reconnu à concurrence de 319 millions d'euros, soit un effet net de (139) millions d'euros.

- pour 2004 par :

- les dépréciations d'impôts différés actifs notamment sur le groupe Light et les filiales mexicaines.
- l'imputation de la plus-value sur cession des titres Total sur le stock de moins-value à long terme,
- la non déductibilité de la provision Italenergia Bis.

18.2.2 Variation de l'impôt différé

(en millions d'euros)	Impôt différé actif	Provision pour dépréciation des impôts différés	Impôt différé actif net	Impôt différé passif	Impôt différé net
Situation au 31 décembre 2004	3 457	(2 513)	944	(2 929)	(1 985)
Effets des normes IAS 32 et 39 à l'ouverture	106		106	(288)	(182)
Situation au 1er janvier 2005	3 563	(2 513)	1 050	(3 217)	(2 167)
Variation des bases	554	29	583	(501)	82
Variations des périmètres	(114)	195	81	(732)	(651)
Écarts de conversion	247	(242)	5	(49)	(44)
Situation au 31 décembre 2005	4 250	(2 531)	1 719	(4 499)	(2 780)

18.3 Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature

(en millions d'euros)	31.12.2005	01.01.2005	31.12.2004
Impôts différés Actif :			
Ecart entre amortissement comptable et amortissement fiscal	788	748	748
Provisions non déductibles	5 339	5 057	5 121
Autres différences temporelles déductibles	1 218	932	794
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	644	533	501
Pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés	1 022	1 599	1 599
Compensation impôts différés actif / passif	(4 761)	(5 306)	(5 306)
Sous-total impôts différés actifs - valeur brute	4 250	3 563	3 457
Provision pour dépréciation des impôts différés actifs	(2 531)	(2 513)	(2 513)
Total des impôts différés actifs - valeur nette	1 719	1 050	944
Impôts différés Passif :			
Ecart entre amortissement comptable et amortissement fiscal	(5 516)	(5 546)	(5 529)
Autres différences temporelles taxables	(1 838)	(1 192)	(921)
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	(1 905)	(1 783)	(1 783)
Compensation impôts différés actif / passif	4 760	5 304	5 304
Total des impôts différés Passif	(4 499)	(3 217)	(2 929)
Impôt différé net	(2 780)	(2 167)	(1 985)

18.4 Déficits reportables et crédits d'impôt

Au 31 décembre 2005, les déficits fiscaux reportables ainsi que les actifs d'impôts différés non constatés représentent une économie d'impôt potentielle de 2 531 millions d'euros.

En raison de leur caractère aléatoire, ces actifs potentiels seront constatés au fur et à mesure de leurs utilisations ultérieures.

18.5 Impôt constaté en capitaux propres

Le montant d'impôt relatif aux éléments imputés dans les capitaux propres durant l'exercice 2005 s'élève à (360) millions d'euros. Ce montant est lié pour (511) millions d'euros à la prise en compte de la fiscalité sur les éléments de résultat latents constatés au titre de l'application des normes IAS 32 et 39 dont (240) millions d'euros au 1^{er} janvier 2005.

Note 19 - Résultat net et résultat net dilué par action

Le résultat net par action est calculé en divisant la part du résultat net revenant au groupe (3 242 millions d'euros en 2005 et 624 millions d'euros en 2004) par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période, ce nombre intégrant tous les mouvements intervenus suite à l'ouverture du capital de EDF SA.

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

Ce nombre d'actions prend en compte – comme demandé par IAS 33 - l'impact des instruments dilutifs au sein du groupe, principalement les warrants chez Edison et un emprunt convertible en actions chez Light.

	2005	2004
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (résultat net consolidé) en millions d'euros	3 242	624
Nombre moyen pondéré d'actions	1 648 188 742	1 625 800 000
Résultat net par action en euro	1,97	0,38
Résultat net dilué par action en euro	1,97	0,38

Note 20 - Goodwill

Les différentes composantes constituant les écarts d'acquisition des sociétés intégrées sont les suivantes :

(en millions d'euros)	31.12.2005	31.12.2004
Valeur nette comptable à l'ouverture	5 371	5 699
Acquisitions	1 824	176
Cessions	(83)	(33)
Pertes de valeur	(29)	(396)
Différences de conversion	81	(13)
Autres mouvements	17	(62)
Valeur nette comptable à la clôture	7 181	5 371
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(425)	(396)
Valeur brute à la clôture	7 606	5 767

Les goodwill se répartissent pour 2 478 millions d'euros pour le Royaume-Uni, 1 760 millions d'euros pour l'Allemagne, 2 897 millions d'euros pour les autres filiales européennes (y compris Edison), et 46 millions d'euros pour le reste du monde.

Le goodwill provisoire dégagé à l'occasion de l'entrée dans le périmètre de consolidation de la société Edison s'élève à 1 768 millions d'euros. Il résulte de l'évaluation des actifs Edison à leur valeur de marché nette du coût d'acquisition des titres après prise en compte des dépréciations de titres et juste valeur des dérivés constitués antérieurement à la prise de contrôle.

La réalisation de tests de dépréciation a conduit à constater une perte de valeur des goodwill de 29 millions d'euros en 2005 et une perte de valeur nette des immobilisations de 118 millions d'euros, soit une charge totale « Perte de valeur » de 147 millions d'euros.

Note 21 - Autres actifs incorporels

La valeur nette des autres actifs incorporels se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2004	Acquisitions	Cessions	Dotations aux Amortissements	Ecarts de conversion	Autres mouvements	31.12.2005
Valeurs Brutes	2 075	335	(44)	-	30	433	2 829
Amortissements cumulés	(787)	-	32	(202)	(16)	30	(943)
Valeurs nettes	1 288	335	(12)	(202)	14	463	1 886

Le montant global des dépenses de recherche et développement inscrit au compte de résultat s'élève à 402 millions d'euros, pour l'exercice clos le 31 décembre 2005.

Le montant des autres actifs incorporels créés en interne s'élève à 17 millions d'euros.

Note 22 - Immobilisations corporelles

La valeur nette des immobilisations corporelles se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2005	31.12.2004
Immobilisations du domaine propre	60 113	57 330
Immobilisations du domaine concédé	38 110	36 741
Immobilisations en cours	3 629	3 232
Immobilisations financées par location-financement	363	342
Immobilisations corporelles	102 215	97 645

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

22.1 Variation des immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours)

	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
(en millions d'euros)						
Valeurs brutes au 31.12.2004	14 602	44 513	11 506	35 786	10 191	116 598
Effets de la loi du 9 août 2004				(1 790)		(1 790)
Augmentations	225	562	750	1 330	585	3 452
Diminutions	(274)	(504)	(38)	(132)	(523)	(1 471)
Ecart de conversion	36	-	195	245	279	755
Mouvements de périmètre	412	(24)	3 093	9	(427)	3 063
Autres mouvements	426	163	671	(525)	(75)	660
Valeurs brutes au 31.12.2005	15 427	44 710	16 177	34 923	10 030	121 267
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2004	(6 693)	(27 148)	(7 051)	(12 481)	(5 895)	(59 268)
Effets de la loi du 9 août 2004				1 078		1 078
Dotations nettes aux amortissements	(395)	(1 065)	(529)	(997)	(601)	(3 587)
Cessions	162	475	24	126	490	1 277
Ecart de conversion	(13)	-	(61)	(43)	(69)	(186)
Mouvements de périmètre	28	10	(273)	(96)	(10)	(341)
Autres mouvements	(164)	(47)	(6)	225	(135)	(127)
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2005	(7 075)	(27 775)	(7 896)	(12 188)	(6 220)	(61 154)
Valeurs nettes au 31.12.2004	7 909	17 365	4 455	23 305	4 296	57 330
Valeurs nettes au 31.12.2005	8 352	16 935	8 281	22 735	3 810	60 113

La réalisation de tests de dépréciation a conduit le Groupe à constater au 31 décembre 2005 une perte de valeur nette de 118 millions d'euros de certains actifs corporels du domaine propre.

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

22.2 Variation des immobilisations corporelles du domaine concédé (hors immobilisations en cours)

	Terrains et constructions	Installations production thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
(en millions d'euros)					
Valeurs brutes au 31.12.2004	2 631	6 297	50 102	2 149	61 179
Effets de la loi du 9 août 2004			1 790		1 790
Augmentations (1)	11	27	2 253	96	2 387
Diminutions	(14)	(2)	(174)	(109)	(299)
Ecart de conversion	83	37	342	107	569
Mouvements de périmètre	(4)	449	-	(637)	(192)
Autres mouvements	(383)	(602)	(1)	(417)	(1 403)
Valeurs brutes au 31.12.2005	2 324	6 206	54 312	1 189	64 031
Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2004	(1 579)	(3 380)	(18 368)	(1 111)	(24 438)
Effets de la loi du 9 août 2004			(1 078)		(1 078)
Dotations nettes aux amortissements	(22)	(92)	(18)	(59)	(191)
Cessions	13	2	114	109	238
Ecart de conversion	(4)	(18)	(398)	(61)	(481)
Mouvements de périmètre	2	(89)	-	297	210
Autres mouvements (2)	324	653	(1 345)	187	(181)
Amortissements et pertes nettes de valeur au 31.12.2005	(1 266)	(2 924)	(21 093)	(638)	(25 921)
Valeurs nettes au 31.12.2004	1 052	2 917	31 734	1 038	36 741
Valeurs nettes au 31.12.2005	1 058	3 282	33 219	551	38 110

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

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

Le poste «Immobilisations du domaine concédé» comprend les immobilisations concédées situées dans les pays suivants : France, Argentine, Brésil, Côte d'Ivoire et Suisse.

22.3 Obligations en matière de contrats de location-financement

Le Groupe est engagé par des contrats de location-financement non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Au 31 décembre 2005, le montant des charges et les engagements de loyers irrévocables s'analyse comme suit :

(en millions d'euros)	Total	Engagements fermes au 31.12.2005		
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
Contrats de location - financement	276	28	85	163

Note 23 - Titres mis en équivalence

Le détail des entreprises associées au 31 décembre 2005 est le suivant :

	Activité principale (1)	Quote-part des droits de vote détenus	Quote-part d'intérêts dans le capital	Quote-part de capitaux propres au 31.12.2005	Dont quote-part de résultat au 31.12.2005	Quote-part de capitaux propres au 31.12.2004	Dont Quote-part de résultat au 31.12.2004
		%	%				
(en millions d'euros)							
Dalkia Holding	S	34,0	34,0	463	20	465	(42)
Estag	P	25,0	20,0	326	15	323	(42)
SSE	D	49,0	49,0	193	20	190	15
Atel	P	21,2	14,4	222	38	189	30
Motor Colombus	P	20,0	22,3	58	(1)	57	(2)
EVN	D	13,7	13,7	268	-	-	-
Edenor	D	25,0	25,0	(17)	(4)	-	-
Finel - ISE	P	-	-	-	19	286	76
Autres titres mis en équivalence				508	75	688	68
Titres mis en équivalence	-	-	-	2 021	182	2 198	103

(1) S= services, P= production, D= distribution

A compter du 1^{er} octobre 2005, la société Finel co-détenue par EDF et Edison est intégrée proportionnellement.

Au 31 décembre 2004, et au 30 septembre 2005 pour EVN, les principaux indicateurs audités relatifs aux sociétés mises en équivalence sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total Actif	Total Passif		Résultat net
		(hors capitaux propres)	Chiffre d'affaires	
Dalkia holding (1)	6 697	4 923	4 948	142
Estag	2 014	940	974	56
SSE	228	87	469	41
Atel	4 387	3 084	4 506	204
EVN	4 740	2 454	1 610	144
Edenor	497	494	305	(19)

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

Note 24 - Actifs financiers

24.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31.12.2005			01.01.2005		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	6 194	-	6 194	2 829	191	3 020
Actifs financiers disponibles à la vente	4 592	7 135	11 727	2 109	6 858	8 967
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance (*)	22	115	137	9	8	17
Juste valeur positive des dérivés de couverture	737	518	1 255	608	56	664
Prêts et créances financières (*)	345	750	1 095	135	1 005	1 140
ACTIFS FINANCIERS	11 890	8 518	20 408	5 690	8 118	13 808

(*) nets de dépréciation

24.2 Variation des actifs financiers

La variation des actifs financiers après prise en compte des effets du passage aux normes IAS 32 et 39 présentés en note 3.3 s'analyse comme suit :

(en millions d'euros)	01.01.2005	Augmentations	Diminutions	Variations de juste valeur	Autres	31.12.2005
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	3 020	321	(206)	2 816	243	6 194
Actifs financiers disponibles à la vente	8 967	3 618	(939)	592	(511)	11 727
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	17	126	(8)	-	2	137
Juste valeur positive des dérivés de couverture	664	34	-	626	(69)	1 255
Prêts et créances financières	1 140	355	(474)		74	1 095
ACTIFS FINANCIERS	13 808	4 454	(1 627)	4 034	(261)	20 408

24.3 Détail des actifs financiers

24.3.1 Actifs financiers avec variation de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)	31.12.2005	01.01.2005
Dérivés - juste valeur positive	5 817	2 762
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction (1)	118	148
Actifs financiers à la juste valeur en résultat sur option (2)	259	110
Actifs financiers avec variation de juste valeur en résultat	6 194	3 020

(1) la part qualifiée d'actifs liquides est de 148 millions d'euros au 1er janvier 2005 et de 98 millions d'euros au 31 décembre 2005.

(2) la part qualifiée d'actifs liquides est de 161 millions d'euros au 31 décembre 2005.

24.3.2 Actifs financiers disponibles à la vente

(en millions d'euros)	31.12.2005			01.01.2005		
	Actions	Titres de dettes	Total	Actions	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés	2 163	1 214	3 377	1 584	977	2 561
Actifs liquides	3 390	932	4 322	1 399	696	2 095
Autres titres	2 586	1 442	4 028	2 529	1 782	4 311
Actifs financiers disponibles à la vente	8 139	3 588	11 727	5 512	3 455	8 967

Au cours de l'exercice 2005, 487 millions d'euros de variations de juste valeur nets d'impôt ont été enregistrés en capitaux propres. 19 millions d'euros nets d'impôt ont été recyclés des capitaux propres en résultat au titre des cessions et dépréciations d'actifs disponibles à la vente.

24.3.2.1 Composition du portefeuille d'actifs dédiés de EDF SA

Le portefeuille des actifs dédiés d'EDF SA est constitué d'actifs financiers dédiés à la couverture des charges de long terme liées à la déconstruction des centrales nucléaires et à l'aval du cycle du combustible (voir note 31.3.3). L'entreprise a souhaité que ces actifs soient clairement identifiables et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise.

Ces actifs gérés dans une optique de long terme sont composés de placements diversifiés obligataires, actions et monétaires, conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration de l'entreprise, révisable périodiquement sous le contrôle du Comité d'Audit.

Une partie de ces placements constitués d'actions et d'obligations est actuellement détenue et gérée directement par EDF et figure en tant que telle à son bilan. 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 souhaite avoir la plus large diversification possible. Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts soit de FCP réservés constitués par l'entreprise pour son usage exclusif.

Les fonds réservés doivent respecter l'évolution d'un indice boursier de référence dans le cadre d'une limite stricte de risque exprimée sous forme de « tracking error ». EDF n'intervenant pas dans la gestion opérationnelle des fonds à l'intérieur des objectifs fixés par les conventions d'investissement, la consolidation ligne à ligne des fonds réservés ne traduirait pas

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

l'objectif de gestion recherché. Ces fonds constituent des actifs financiers à part entière dont la valeur liquidative représente leur valeur de marché. En conséquence, ils sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la juste valeur du portefeuille des actifs dédiés en détaillant plus particulièrement l'évolution des valeurs liquidatives des fonds réservés.

(en millions d'euros)	Juste valeur 31.12.2005	Juste valeur 01.01.2005
Actions Amérique du Nord	534	408
Actions Europe	385	277
Actions Japon	135	84
Obligations Monde	245	210
Total des Fonds Communs de Placements réservés	1 299	979
Actions	188	152
Obligations	1 214	977
Autres OPCVM	676	453
Total Autres placements financiers	2 078	1 582
Total des titres Actifs dédiés	3 377	2 561

24.3.2.2 Actifs liquides

Les actifs liquides sont des actifs financiers de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité (OPCVM monétaires, obligations gouvernementales, titres de créances négociables).

24.3.2.3 Autres titres

Au 31 décembre 2005, les autres titres se composent notamment :

- chez EnBW de 1 421 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente – titres de dettes dont 1 063 millions d'euros de fonds réservés et de 1 152 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente - actions dont 814 millions d'euros de fonds réservés ;
- chez EDF SA de titres AREVA pour 348 millions d'euros.

24.4 Juste valeur des instruments financiers hors dérivés

(en millions d'euros)	31.12.2005	
	Juste valeur	Valeur nette comptable
Actifs détenus jusqu'à l'échéance	137	137
Prêts et créances financières	1 425	1 095
Instruments financiers hors dérivés	1 562	1 232

24.5 Engagements liés aux investissements

Au 31 décembre 2005, les éléments constitutifs des engagements liés aux investissements sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	Échéances		
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
Engagements d'acquisition de titres	4 069	999	733	2 337
Engagements de cession de titres	697	536	161	-
Autres engagements donnés liés aux investissements	464	28	426	10
Autres engagements reçus liés aux investissements	30	20	10	-

24.5.1 Engagements d'acquisition de titres

- Engagement consenti à OEW par EDF International relatif à EnBW en vertu du pacte d'actionnaires conclu le 26 juillet 2000.

A partir du 1er janvier 2006 et jusqu'au 31 décembre 2011, OEW peut décider de vendre tout ou partie de ses actions soit 62 514 267 actions pour un prix unitaire de 37,14 euros.

Le montant de cette option est estimé à 2 322 millions d'euros au 31 décembre 2005.

D'autres accords conclus entre EDF International et OEW précisent que OEW dispose d'une option de vente portant sur 5,94% des actions EnBW qui pourra être exercée entre le 28 janvier 2005 et le 30 novembre 2006. Le montant de cet engagement est estimé à 485 millions d'euros au 31 décembre 2005.

- Signature des accords permettant de monter au capital de Motor Colombus – Atel

Le 29 septembre 2005, EDF SA a conclu l'acquisition, pour un montant de 403 millions de francs suisses, de 17,3 % du capital détenu par UBS dans Motor Colombus, qui détient 58,5 % du capital d'Atel, et consolide ainsi sa position en Suisse. A l'issue de cette opération, EDF SA détiendra 37,3 % du capital de Motor Colombus.

Par la suite, les accords signés prévoient la fusion de Motor Colombus et d'Atel dans une nouvelle structure à l'actionariat équilibré et à majorité suisse. A terme, EDF SA détiendra une participation minoritaire de l'ordre de 25 % dans cette nouvelle structure.

La signature des accords a recueilli l'approbation du Conseil d'administration d'EDF du 21 septembre 2005. Leur réalisation est soumise à l'approbation des autorités de la concurrence compétentes.

Le mode de consolidation d'Atel par mise en équivalence sera maintenu et l'impact sur les comptes du Groupe ne sera pas significatif.

- Divers options ou accords pris par EDF International (243 millions d'euros) et par EnBW sur des titres de différentes sociétés du secteur énergétique (439 millions d'euros).
- Engagements pris par EDEV SA relatifs à EDF Energies Nouvelles

Le 16 décembre 2002 EDEV SA a acquis 170 419 titres de la société SIIF-Energies (devenue en 2004 EDF Energies Nouvelles) et a porté ensuite sa participation totale à 49,73% par une augmentation de capital. Un usufruit au bénéfice d'EDEV SA avait par ailleurs été mis en place sur 20 181 titres, afin de permettre à EDEV SA de disposer de 50 % des droits de vote. Par deux acquisitions d'actions en nu-propriété, en date du 25 janvier 2005 et de 13 décembre 2005, EDEV a reconstitué la pleine propriété de ces 20 181 titres et a ainsi porté sa participation à 50 % du capital et des droits de vote.

La parité en capital et le contrôle de 50 % des droits de vote sont garantis à EDEV par l'attribution de 380 000 BSA (Bons de souscription d'actions). Les BSA émis lors de l'assemblée générale de décembre 2002 ont été annulés et remplacés par un nombre identique de BSA émis par l'assemblée générale du 19 octobre 2005. Ces BSA ont été émis pour 0,01 euro et permettent la souscription de 380 000 actions, à 88,17 euro par action. Ils sont exerçables jusqu'au 31 décembre 2009.

En 2002, les actionnaires ont déclaré leur intention de procéder à terme à une introduction en Bourse de la société et cette intention a été confirmée lors du conseil d'administration de la société du 15 juin 2005.

Si par la suite EDEV SA devait s'opposer à cette mise en Bourse, les autres actionnaires bénéficieraient, sous certaines conditions, d'une promesse d'achat de leurs titres consentie par EDEV, exerçable du 1er au 31 décembre 2008 et EDEV bénéficierait aussi d'une promesse de vente sur ces mêmes titres, exerçable à partir du 1er janvier 2009 et jusqu'au 31 décembre 2009. Le coût d'acquisition de ces titres, s'ils étaient acquis aujourd'hui, serait de l'ordre de 300 millions d'euros.

Enfin, EDEV s'est engagé, sous réserve que certaines conditions soient remplies, à financer par des fonds propres tout ou partie de projets développés par EDF Energies Nouvelles, pour un montant total qui ne dépasse pas 150 millions d'euros. Au 31 décembre 2005, EDEV a accordé 83 millions d'euros (soit 41 millions d'euros en quote-part) de financements de cette nature.

- Accord avec Veolia Environnement : Veolia Environnement a accordé à EDF SA une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où un concurrent d'EDF SA viendrait à prendre le contrôle de Veolia Environnement. De même, EDF SA a accordé à Veolia Environnement une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où le statut d'EDF SA serait modifié et où un concurrent de Veolia Environnement, agissant seul ou de concert, viendrait à prendre le contrôle d'EDF SA. A défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.

L'option d'achat dont disposait EDF SA lui permettant de porter sa participation à 50 % du capital de Dalkia, a expiré le 30 septembre 2005.

24.5.2 Engagements de cession de titres

EDF International dispose d'une option de vente conclue avec Edison sur sa participation dans Finel (40%). Cette option a été exercée à hauteur de 20 % au 1^{er} décembre 2005 et s'éteindra au plus tard le 31 décembre 2006. Le prix de sortie des 20 % résiduels est estimé à 20 % de la valeur de la société à cette date et, pour un prix minimum de 150 millions d'euros.

Le 18 septembre 2005, le groupe EDF a signé avec le groupe espagnol FCC un accord pour la cession de sa filiale autrichienne A.S.A. au groupe espagnol FCC, dans le cadre de la mise en œuvre de son projet industriel de recentrage de ses activités cœur de métier et sur les pays au centre de sa stratégie européenne dans le secteur de l'énergie. La réalisation effective de cette cession, qui devrait intervenir début 2006 pour 229 millions d'euros, est soumise à l'approbation des autorités de la concurrence compétentes.

Le 29 novembre 2005, le Groupe a signé avec Tanjong Energy un accord de cession des deux centrales thermiques de production d'électricité en Egypte et de la société qui les exploite. La réalisation effective de cette cession, qui devrait intervenir début 2006 pour 307 millions de dollars, est soumise à la mise en œuvre des conditions convenues entre les parties ainsi qu'à l'approbation des autorités compétentes.

24.5.3 Autres engagements liés aux investissements

Il s'agit de garanties données dans le cadre de cessions (348 millions d'euros), principalement la cession de Tecnimont par Edison, et de garanties d'investissement données par ECW et Dalkia International (116 millions d'euros).

Par ailleurs, le Groupe EDF, via ses filiales TIRU et EDF Energies Nouvelles, a reçu divers engagements pour 30 millions d'euros.

Note 25 - Stocks

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

(en millions d'euros)	Combustibles nucléaires	Autres combustibles	Autres matières premières	En cours de production de biens et services	Autres stocks	Total stocks
Valeur brute	5 431	445	1 020	160	109	7 165
Provisions	(258)	(5)	(200)	(24)	(0)	(487)
Valeur nette au 31/12/2004	5 173	440	820	136	109	6 678
Valeur brute	5 312	565	916	153	148	7 094
Provisions	(213)	(5)	(158)	(23)	(0)	(399)
Valeur nette au 31/12/2005	5 099	560	758	130	148	6 695

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustibles nucléaires, à hauteur de 3 792 millions d'euros.

Note 26 - Clients et comptes rattachés

La valeur nette des créances clients est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31.12.2005	01.01.2005	31.12.2004
Clients et comptes rattachés excluant EDF Trading - valeur brute	15 271	12 992	12 536
Clients et comptes rattachés de EDF Trading - valeur brute	1 480	1 414	3 919
Provisions	(630)	(673)	(673)
Clients et comptes rattachés - valeur nette	16 121	13 733	15 782

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

Note 27 - Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	Comptes courants d'exploitation	Charges constatées d'avance	Autres créances	Autres débiteurs
Au 31 décembre 2004 :				
Valeurs brutes	311	679	3 666	4 656
Provisions	(20)	-	(85)	(105)
Valeurs nettes au 31.12.2004	291	679	3 581	4 551
Au 1er janvier 2005 :				
Valeurs brutes	311	650	3 581	4 542
Provisions	(20)	-	(28)	(48)
Valeurs nettes au 01.01.2005	291	650	3 553	4 494
Au 31.12.2005 :				
Valeurs brutes	262	817	3 405	4 484
Provisions	(13)	-	(26)	(39)
Valeurs nettes au 31.12.2005	249	817	3 379	4 445

Le poste « Autres créances » comprend essentiellement des créances envers l'Etat et les collectivités publiques. Les échéances des autres débiteurs sont majoritairement à moins d'un an.

Note 28 - Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des fonds en caisse, des soldes bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire. La trésorerie et les équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans le bilan :

(en millions d'euros)	31.12.2005	01.01. 2005	31.12.2004
Disponibilités	1 060	1 502	1 404
Équivalents de trésorerie	5 813	2 148	1 593
Comptes courants financiers	347	170	153
Trésorerie et équivalents de trésorerie	7 220	3 820	3 150

A fin décembre 2005, cette rubrique intègre le placement temporaire de l'augmentation de capital.

Note 29 - Actifs et passifs détenus en vue de leur revente

Les actifs et passifs détenus en vue de leur revente concernent principalement les sociétés EDF Port Saïd, EDF Port Suez et ASA Holding AG et sont détaillés ci-après :

(en millions d'euros)	Total
Actifs détenus en vue de leur revente	728
Actifs immobilisés	558
Autres actifs non courants	38
Actifs courants (hors trésorerie)	103
Trésorerie	29
Passifs détenus en vue de leur revente	592
Passifs financiers non courants	391
Autres passifs non courants	28
Passifs financiers courants	72
Autres passifs courants	101

Note 30 - Capitaux propres

Le capital social d'EDF a évolué comme suit au cours de l'exercice :

(en euros)	Nombre d'actions	Valeur nominale	Capital social
Capital social au 01.01.2005	1 625 800 000	5	8 129 000 000
Réduction de la valeur nominale:	1 625 800 000	(4,5)	(7 316 100 000)
Capital social après réduction	1 625 800 000	0,5	812 900 000
Souscription d'actions nouvelles dans le cadre du Placement Global Garanti	58 239 399	0,5	29 119 700
Souscriptions d'actions nouvelles dans le cadre de l'Offre à Prix Ouvert	129 629 629	0,5	64 814 815
Exercice des bons de souscription d'actions au titre de de l'option de sur-allocation	8 502 062	0,5	4 251 031
Augmentations de capital	196 371 090	0,5	98 185 545
Capital social au 31.12.2005	1 822 171 090	0,5	911 085 545

Le 27 octobre 2005, le Conseil d'administration a fait usage de l'autorisation qui lui avait été donnée par l'assemblée générale extraordinaire du 31 août et a réduit le capital social.

Le 18 novembre 2005, le Conseil d'administration a constaté les augmentations de capital portant le capital social de 812.900.000 à 906 834 514 euros.

Le 20 décembre 2005, les banques ont exercé l'option de sur-allocation. Le capital a ainsi été porté à 911.085.545 euros .

Au 31 décembre 2005, le capital social s'élève à 911 085 545 euros, composé de 1 822 171 090 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,5 euros chacune, détenues à 87,3 % par l'état français, 10,8 % par le public (institutionnels et particuliers) et 1,9 % par les salariés et anciens salariés du Groupe (voir note 4.20).

Les frais externes directement liés aux augmentations de capital s'élèvent à 219 millions d'euros (142 millions d'euros net d'impôt). Ils ont été imputés sur la prime d'émission.

Note 31 - Provisions

31.1 Répartition courant / non courant des provisions

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

(en millions d'euros)	31.12.2005			01.01.2005		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	834	13 918	14 752	818	13 494	14 312
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	229	12 907	13 136	271	12 367	12 638
Provisions pour avantages du personnel	1 601	12 971	14 572	884	13 620	14 504
Autres provisions	1 411	2 178	3 589	2 552	746	3 298
PROVISIONS	4 075	41 974	46 049	4 525	40 227	44 752

31.2 Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire

La variation des provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire se répartit comme suit au 31 décembre 2005 :

(en millions d'euros)	31.12.2004	Augmentations	Diminutions		Autres Variations	31.12.2005					
			Provisions utilisées	Provisions Excédentaires ou devenues sans objet							
			Provisions pour retraitement du combustible nucléaire	10 408			1 056	(624)	(13)	(491)	10 336
			Provisions pour évacuation et stockage	3 904			288	(102)	(126)	452	4 416
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	14 312	1 344	(726)	(139)	(39)	14 752					

31.2.1 Provisions pour retraitement du combustible nucléaire d'EDF SA

Pour EDF SA, cette provision couvre principalement les prestations suivantes :

- le transport des centres de production à l'usine COGEMA de La Hague, la réception, l'entreposage et le traitement du combustible irradié issu des différentes filières (dont le conditionnement des déchets et leur entreposage),
- l'oxydation et l'entreposage de l'uranium de retraitement non recyclé,
- la reprise et le conditionnement des déchets anciens issus du site de La Hague,
- la participation à la mise à l'arrêt définitif et au démantèlement des installations de retraitement de La Hague.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de décembre 2005, se montent à 17 198 millions d'euros (16 311 millions d'euros au 31 décembre 2004). Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2% et un taux d'actualisation de 5%, ils ont été provisionnés en valeur actualisée au 31 décembre 2005 pour un montant de 9 993 millions d'euros (9 593 millions d'euros au 31 décembre 2004).

L'évaluation de cette provision est basée sur le contrat signé le 24 août 2004 entre EDF et COGEMA qui couvre la période 2001-2007, y compris pour les quantités qui seront retraitées au-delà de 2007.

En ce qui concerne le retraitement du combustible de Creys-Malville, la provision est fondée sur l'option d'un retraitement de l'ensemble du combustible appartenant à EDF dans des installations spécialement aménagées et qualifiées à cet effet, après un entreposage de longue durée sur le site de Creys-Malville.

Des négociations se poursuivent actuellement entre EDF et COGEMA sur les points suivants :

- les conditions juridiques et financières d'un transfert à COGEMA des obligations contractuelles actuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement (RCD) des déchets anciens,
- les conditions techniques et économiques d'un futur accord pour le retraitement des combustibles irradiés au-delà de 2007.

Dans l'attente d'un accord, ces points font l'objet d'hypothèses prudentes établies par les experts de l'entreprise :

- l'assiette et la quote-part d'EDF pour le démantèlement des installations de La Hague, de même que l'échéancier des dépenses prévisionnelles et les taux d'inflation et d'actualisation sont fondés sur des données ayant fait l'objet

- d'un accord entre EDF et COGEMA fin septembre 2003,
- les données relatives aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets (RCD) sont évaluées sur la base d'éléments partagés avec COGEMA.

Enfin, EDF, la COGEMA et le Commissariat à l'Energie Atomique (CEA) ont conclu courant décembre 2004 un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF versait au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant leur coût de transport et de stockage. Le règlement au CEA s'est échelonné de fin 2004 à début janvier 2006.

Au 31 décembre 2004, l'effet net du protocole de démantèlement des installations situées sur le site de Marcoule avait été isolé sur la ligne « autres produits et charges d'exploitation » du compte de résultat pour un montant de (190) millions d'euros.

31.2.2 Provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs d'EDF SA

Pour EDF SA, cette provision concerne les dépenses relatives à :

- la surveillance du Centre de stockage de la Manche, ainsi que la couverture et la surveillance du Centre de l'Aube, qui reçoivent les déchets de faible activité à vie courte issus de la maintenance des centrales et de la déconstruction,
- l'évacuation et le stockage en sub-surface des déchets de faible activité à vie longue, ainsi que les études associées,
- la gestion à long terme des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL relevant de la loi du 30 décembre 1991) produits à La Hague et Marcoule (pour la part revenant à EDF).

La gestion des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) issus du traitement des combustibles usés d'EDF constitue la part la plus importante de la provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs. Pour évaluer les charges futures relatives à la gestion à long terme de ces déchets, EDF a retenu l'hypothèse de la mise en œuvre d'un stockage géologique, conformément aux pratiques internationales. Cette hypothèse apparaît de plus cohérente avec les conclusions tirées par la Commission Nationale d'Evaluation (CNE) des travaux de recherche menés dans le cadre de la loi du 30 décembre 1991.

Jusqu'au 31 décembre 2004, l'échéancier des dépenses prévisionnelles était constitué sur la base de l'évaluation d'un coût de stockage industriel établie et communiquée par l'Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA) en 1996.

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

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de décembre 2005, se montent à 11 498 millions d'euros (7 783 millions d'euros au 31 décembre 2004). Compte tenu du nouvel échéancier prévisionnel de décaissements, qui a été allongé, d'un taux d'inflation de 2%, et d'un taux d'actualisation de 5%, ils ont été provisionnés en valeur actualisée à fin décembre 2005 pour un montant de 3 894 millions d'euros, sensiblement équivalent au montant à fin 2004 (3 865 millions d'euros).

Les quantités prises en compte incluent les déchets existants et ceux qui seront produits à l'issue du traitement de l'ensemble des tonnes irradiées au 31 décembre 2005.

31.2.3 Provisions pour fin de cycle des combustibles nucléaires des filiales d'EnBW

Ces provisions qui s'élèvent à 865 millions d'euros comprennent essentiellement l'élimination des combustibles irradiés et des déchets radioactifs du groupe EnBW.

Depuis le 1er juillet 2005, les éléments de combustibles en fin de cycle sont désormais confinés sur le site même de la centrale, pour un stockage intermédiaire, avant d'être transférés au site de stockage final exploité par l'Etat allemand. Les provisions pour ce stockage sont calculées en fonction de critères définis par des organismes habilités par le gouvernement fédéral allemand.

31.3 Provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs

La variation des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs se répartit comme suit au 31 décembre 2005 :

	31.12.2004	Augmentations	Diminutions		Autres Variations	31.12.2005
			Provisions utilisées	Provisions Excédentaires ou devenues sans objet		
			(en millions d'euros)			
Provisions pour déconstruction des centrales	10 997	580	(161)	(12)	114	11 518
Provisions pour dépréciation des derniers cœurs	1 641	81		(99)	(5)	1 618
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	12 638	661	(161)	(111)	109	13 136

31.3.1 Provisions pour déconstruction des centrales d'EDF SA

En ce qui concerne EDF SA, cette rubrique concerne la déconstruction :

- des centrales nucléaires filière REP en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement (centrales de première génération de la filière UNGG et autres filières y compris centrale de Creys-Malville),
- des centrales thermiques à flamme.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de décembre 2005, se montent à 21 279 millions d'euros (20 923 millions d'euros au 31 décembre 2004). Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, les coûts de l'ensemble des centrales ont été provisionnés en valeur actualisée au 31 décembre 2005 pour 10 248 millions d'euros (9 856 millions d'euros au 31 décembre 2004).

31.3.1.1 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires d'EDF SA

- Pour les centrales en exploitation (filiale REP paliers 900 MW, 1300 MW et N4) une étude du Ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991 a déterminé une estimation du coût de référence, confirmant les hypothèses de la Commission PEON datant de 1979 en évaluant les coûts de déconstruction à environ 15 % des dépenses d'investissement ramenées à la puissance continue nette. Cette dernière évaluation a elle-même été confirmée par de nouvelles études opérées en 1999, ciblées sur un site déterminé. Le scénario qui sous-tend cette évaluation prévoit qu'à l'issue des derniers travaux de déconstruction, les sites soient remis en état et que les terrains puissent être réutilisés.

L'intégralité de la valeur actuelle de l'engagement pour déconstruction des centrales nucléaires est provisionnée. L'estimation de l'échéancier des décaissements prévisionnels s'appuie sur le plan de déconstruction élaboré par les experts de l'entreprise prenant en compte l'ensemble des dispositions réglementaires et environnementales connues à ce jour. Elle intègre également un facteur d'incertitude lié au terme éloigné de ces décaissements. Un actif est créé en contrepartie de la provision aux conditions précisées en note 4.19.

En application du principe de non-compensation des actifs et des passifs pour l'estimation des provisions pour risques et charges, un actif a également été comptabilisé sous la forme de produits à recevoir pour constater l'engagement des partenaires étrangers à prendre en charge, à hauteur de leur participation, la déconstruction des tranches 1 et 2 des centrales REP de Cattenom et de Chooz B 1 et 2.

- Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement, la provision est évaluée à partir du coût des travaux déjà réalisés, d'études, de devis et d'une inter-comparaison réalisée par l'Entreprise. Les décaissements envisagés ont été inflatés en fonction des échéanciers établis en interne et actualisés.
- Les coûts de déconstruction des centrales de Phénix et de Brennilis sont également provisionnés pour la part EDF et figurent sous cette rubrique. EDF et le CEA ont engagé des discussions en vue de simplifier l'exercice des responsabilités respectives d'EDF et du CEA relatives au démantèlement des installations de Brennilis et de Phenix et au devenir des combustibles irradiés des deux installations. L'issue de ces discussions ne devrait pas avoir d'impact significatif sur les comptes de EDF.

31.3.1.2 Provisions pour déconstruction des centrales thermiques à flamme d'EDF SA

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont basées sur 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.

EDF a décidé, avec effet au 1er janvier 2005, d'allonger la durée d'amortissement de certaines de ses installations thermiques à flamme *continentales* pour la porter de 30 à 45 ans (voir note 4.2).

31.3.2 Provisions pour déconstruction des centrales des filiales

Les obligations de déconstruction des centrales des filiales concernent les centrales classiques en Europe mais aussi le parc de centrales nucléaires d'EnBW. Pour ces dernières, l'intégralité de la valeur actuelle de l'engagement pour déconstruction est provisionnée. L'estimation de l'échéancier des décaissements prévisionnels ainsi que les coûts futurs s'appuient sur le plan de déconstruction élaboré par les experts externes et prennent en compte l'ensemble des dispositions réglementaires et environnementales connues à ce jour en Allemagne. Les dépenses sont calculées sur la base du scénario de démantèlement direct des installations.

31.3.3 Provision pour dépréciation des derniers cœurs

Pour EDF SA, 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 prix moyen des stocks de composants constaté au 30 novembre 2005,
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants, pour la part de combustible non encore provisionnée au moment de l'arrêt définitif. Ces coûts sont valorisés suivant les paramètres retenus au 31 décembre 2005 pour les provisions relatives au retraitement du combustible usé et à l'évacuation et au stockage des déchets.

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 aux conditions précisées à la note 4.19.

Les coûts correspondants, évalués aux conditions économiques de décembre 2005, se montent à 3 419 millions d'euros (3 509 millions d'euros au 31 décembre 2004). Répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, ils ont été provisionnés en valeur actualisée à fin décembre 2005 pour un montant de 1 597 millions d'euros (1 617 millions d'euros au 31 décembre 2004).

Facteurs de sensibilité des provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire et des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs

Compte-tenu de la sensibilité aux hypothèses retenues de l'ensemble des provisions visées dans les notes 31.2 et 31.3, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et d'actualisation long terme, et d'échéanciers de décaissements, une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par l'entreprise. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Au 31 décembre 2005, la seule révision significative d'hypothèses concerne la provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs pour laquelle les coûts et les délais ont été revus à la suite des conclusions du groupe de travail présidé par la DGEMP (voir note 31.2.2).

Sécurisation du financement des obligations de long terme

Pour sécuriser le financement des obligations de long terme, dans le cadre de l'ouverture progressive des marchés de l'électricité, EDF met en place progressivement un portefeuille d'actifs réservés au nucléaire et plus précisément à la déconstruction des centrales actuellement en activité et au stockage sur longue période des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (Cf. note 24.3.2.1).

En septembre 2005, EDF a décidé :

- d'intégrer dans l'assiette de constitution des actifs dédiés, les centrales à l'arrêt déjà en cours de dé-construction et la part de la provision pour dernier cœur correspondant au retraitement du combustible et à l'évacuation et au stockage des déchets correspondants,
- d'accélérer le rythme de constitution des actifs dédiés de manière à ce que leur encours soit, fin 2010, au niveau de celui des provisions concernées.

Au 31 décembre 2005, ce portefeuille se monte à 3 377 millions d'euros en valeur brute.

31.4 Avantages du personnel

31.4.1 Variation des provisions

La variation des provisions pour avantages du personnel se répartit comme suit au 31 décembre 2005 :

	31.12.2004	Augmentations	Diminutions		Autres Variations	31.12.2005
			Provisions utilisées	Provisions Excédentaires ou devenues sans objet		
			(en millions d'euros)			
Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi	14 135	1 526	(1 530)		36	14 167
Provisions autres avantages à long terme du personnel	369	79	(54)	(2)	13	405
Provisions pour avantages du personnel	14 504	1 605	(1 584)	(2)	49	14 572

(en millions d' euros)	France	Royaume Uni	Allemagne	Reste de l'Europe	Reste du Monde	Total
Provisions au 31.12.2004	11 768	506	1 871	116	243	14 504
Utilisation	(1 413)	(113)	(88)	(6)	(20)	(1 640)
Modification de périmètre	0	-	(90)	38		(52)
Dotations nettes	1 350	58	133	29	31	1 601
Autres	43	27	(36)	57	68	159
Provisions au 31.12.2005	11 748	478	1 790	234	322	14 572

La variation des provisions depuis le 31 décembre 2004 résulte de l'évolution des droits acquis, de l'actualisation financière du passif, des versements effectués aux fonds externalisés et aux prestations versées ainsi que de l'intégration d'Edison.

31.4.2 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

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

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

Les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés dont la valeur actuelle s'élève à 3,7 milliards d'euros au 31 décembre 2005, contre 2,9 milliards d'euros au 31 décembre 2004.

Les écarts actuariels non amortis concernent ces mêmes filiales.

31.4.2.2 Filiales françaises relevant du régime des IEG

- Retraites

Concernant le régime des IEG, les engagements au 31 décembre 2004 tenaient compte des effets de la réforme du financement du régime spécial des retraites (décrite dans la note au paragraphe 7.1), intervenue au 31 décembre 2004. Celle-ci avait pour effet de reprendre les provisions constituées à l'ouverture pour un montant de 49 755 millions d'euros. Cette reprise était enregistrée en capitaux propres à fin 2004, l'État étant l'unique actionnaire de EDF SA et acteur de la réforme. Le compte de résultat enregistrait la charge de retraite avant réforme. Pour EDF SA, l'engagement au 31 décembre 2004 après réforme était ainsi de 13 965 millions d'euros, auxquels s'ajoutaient les dettes relatives aux soultes, contributions de maintien de droits constatées en 2004 pour 3 683 millions d'euros. L'évaluation tenait compte des frais de gestion de la CNIEG à la charge de l'entreprise.

Les principales mesures de la réforme du financement du régime spécial de retraites des Industries Electriques et Gazières sont entrées en vigueur au 1er janvier 2005.

- *Autres avantages du personnel postérieurs à l'emploi*

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

(en millions d'euros)	31.12.2005	31.12.2004
Avantages en nature énergie	1 331	1 133
Indemnités de fin de carrière	521	488
Complément exceptionnel de retraite	359	338
Indemnités de secours immédiat	286	262
Indemnités de congés exceptionnels	188	177
Indemnités compensatrices de fin d'études	36	36
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles des agents en inactivité	691	663
Aide bénévole amiante	18	16
	3 430	3 113

- les avantages en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Electriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs) bénéficie d'un régime d'avantages en nature énergie intitulé «Tarif Agent ». Cet avantage recouvre la fourniture d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. L'engagement de EDF relatif à la fourniture d'énergie aux agents de EDF et de Gaz de France 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. A cet élément s'ajoute la soulte reçue représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Gaz de France.

- les indemnités de fin de carrière

Les indemnités de fin de carrière 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.

- le complément exceptionnel de retraite

Le complément exceptionnel de retraite est une allocation complémentaire versée annuellement aux retraités et à leurs ayants droit. Régi par un accord spécifique signé par certaines entreprises de la Branche, il n'est donc pas dicté par le statut national du personnel des Industries Electriques et Gazières, mais résulte de décisions des Présidents d'EDF et de Gaz de France, reconduites depuis 1987 et publiées tous les 3 ans.

- 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 exceptionnel

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 activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

- les rentes accidents du travail et maladies professionnelles pour les agents inactifs

A 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. Ces prestations relèvent du Livre IV du Code de la Sécurité Sociale. Elles couvrent l'ensemble des salariés et des ayants-droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

- Autres avantages

Les autres avantages comprennent les indemnités compensatrices de fin d'études ainsi que l'aide bénévole amiante.

- la couverture maladie

L'appartenance d'EDF et de certaines de ses filiales françaises à la branche des Industries Electriques et Gazières induit de fait son adhésion au régime spécial de sécurité sociale de la branche.

Dans ce cadre, la couverture maladie des actifs et des retraités est assurée à titre obligatoire par ce régime qui offre :

- les prestations de base du régime général, soit du régime de la sécurité sociale,
- des prestations complémentaires.

Le fonctionnement de ce régime, en particulier les règles régissant la cotisation des membres agents actifs et inactifs et employeurs, et sa gestion, est régi par le statut en vigueur au sein des IEG.

Ainsi, jusque début 2005, les entreprises de la branche contribuaient au financement du régime à parité avec les assurés, tant pour le personnel actif que pour les retraités, les taux de cotisations étant fixés par décrets.

Suite à des négociations menées sur le deuxième semestre 2004, des dispositions réglementaires entérinées par décret le 15 février 2005 ont conduit à adapter le financement du régime de couverture et sont venues modifier le statut des IEG et le taux de cotisations des employeurs et des agents.

Ces dispositions conduisent à :

- la création de deux sections comptables (actifs / retraités), équilibrées de manière séparée, avec maintien de la solidarité des salariés actifs envers les retraités, grâce à une cotisation spécifique, acquittée par les seuls salariés et dont le taux est figé,
- la suppression de toute participation des entreprises au financement de la section des retraités ; les employeurs financent désormais 65 % des cotisations au titre des actifs.

Au 31 décembre 2004, les caractéristiques du régime auraient nécessité un calcul d'engagements sur la base des prestations servies. En l'absence de séparation comptable entre les deux sections relatives aux actifs et aux retraités, cet engagement ne peut être évalué.

Du fait de la réforme du financement du régime, l'entreprise n'a plus d'engagement à ce titre à compter de l'exercice 2005.

31.4.3 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

D'autres avantages à long terme sont donnés au personnel. Pour le personnel en activité qui relève des IEG, ils s'élèvent à 278 millions d'euros au 31 décembre 2005 et comprennent :

- les rentes accidents du travail et maladies professionnelles,
- les médailles du travail,
- les rentes d'invalidité.

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

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

- le taux d'actualisation retenu s'élevait à 4,5 % au 1^{er} janvier 2005 et a été ramené à 4,25 % au 31 décembre 2005. Le passage du taux d'actualisation de 5% à 4,5% au 31 décembre 2004 puis à 4,25 % au 31 décembre 2005 a fait naître un écart actuariel de 2,1 milliards d'euros au 31 décembre 2005.
- L'évolution du salaire national de base (SNB) est estimée à 2%.
- Les taux d'augmentation des salaires, hors évolution du SNB, ont été déterminés à partir d'une régression quadratique sur les données 1995 à 2000.

31.4.4.1 Variation de la valeur actualisée de l'obligation

	France	Royaume Uni	Allemagne	Reste de l'Europe	Reste du monde	Total
(en millions d'euros)						
Engagements au 01.01.2005	17 357	3 317	1 983	202	475	23 334
Coût des services rendus	638	75	30	25	0	768
Charges d'intérêt	812	178	93	5	59	1 147
Perte et gains actuariels	810	348	225	26	(25)	1 384
Réduction ou liquidation de régime	0	9	-	-1	0	8
Prestations versées	(913)	(151)	(89)	(15)	0	(1 168)
Autres	44	83	(97)	75	141	246
Engagements au 31.12.2005	18 748	3 859	2 145	317	650	25 719
- Valeur actuelle des actifs investis	(4 908)	(3 239)	(47)	(87)	(325)	(8 606)
- Ecart actuariels non reconnus	(2 092)	(142)	(308)	4	(3)	(2 541)
Provisions constituées	11 748	478	1 790	234	322	14 572

31.4.4.2 Variation de la valeur actualisée des actifs de couverture

	France	Royaume Uni	Allemagne	Reste de l'Europe	Reste du monde	Total
(en millions d'euros)						
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	(4 262)	(2 689)	(6)	(77)	(212)	(7 246)
Rendement escompté des actifs	(100)	(195)	-	(1)	(28)	(324)
Primes nettes	(645)	(113)	-	-	(20)	(778)
Pertes et gains actuariels	(46)	(325)	-	(17)	2	(386)
Prestations payées par les actifs de couverture	145	151	1	9	-	306
Autres	-	(68)	(42)	(1)	(67)	(178)
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	(4 908)	(3 239)	(47)	(87)	(325)	(8 606)

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

	31.12.2005	31.12.2004
(en millions d'euros)		
Coût des services rendus de l'exercice	(768)	(1 618)
Charges d'intérêts (actualisation)	(1 147)	(3 565)
Rendement escompté des actifs de couverture	324	297
Pertes et gains actuariels comptabilisés	12	(2)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	8	39
Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi	(1 571)	(4 849)

31.5 Autres provisions

La variation des autres provisions se répartit comme suit au 31 décembre 2005 :

	31.12.2004	Retraitements IAS 32 / 39	01.01.2005	Augmentations	Diminutions		Autres Variations	31.12.2005
					Provisions utilisées	Provisions Excédentaires ou devenues sans objet		
(en millions d'euros)								
Provisions pour risques liés aux participations	1 283	(1 250)	33	1	(28)		9	15
Provisions pour risques fiscaux	105	-	105	5	(5)		86	191
Provisions pour restructuration	77	-	77	2	(34)	(3)	2	44
Autres provisions	3 086	(3)	3 083	822	(391)	(190)	15	3 339
Autres provisions	4 551	(1 253)	3 298	830	(458)	(193)	112	3 589

31.5.1 Provisions pour risques liés aux participations

Au cours des exercices 2003 et 2004, une provision pour dépréciation des titres IEB de 45 millions d'euros et une provision pour risques sur les engagements de rachat d'actions relatifs aux options d'achat et de vente de titres IEB et Edison (voir note 30.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2003) de 1 250 millions d'euros ont été comptabilisées.

Cette révision résultait de la valorisation à la juste valeur des engagements de rachat exerçables. Au 1er janvier 2005, cette provision a été reclassée en application des normes IAS32 et IAS39 en passif financier dans la rubrique « juste valeur négative des dérivés de transaction » à hauteur de 1 227 millions d'euros.

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

A la suite de la prise de contrôle d'Edison, la provision a été reprise et est venue s'affecter en diminution du goodwill provisoire (voir note 6.5.3).

31.5.2 Autres provisions

Cette rubrique inclut notamment :

- une provision de 317 millions d'euros dont l'objet est de couvrir la part supportée par EDF SA des charges correspondant aux programmes de travaux votés par le Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification (Face) restant à réaliser au cours des exercices à venir ;
- une provision de 340 millions d'euros relative à la contribution de maintien de droits, pour la part non régulée liée aux conventions signées avec les régimes de retraites complémentaires ;
- une provision pour litige avec des organismes sociaux de 250 millions d'euros ;
- les provisions pour contrats onéreux à hauteur de 444 millions d'euros.

31.5.3 Passifs éventuels

- Rejets de la centrale de Saint Chamas dans l'étang de Berre :

Depuis 1999, un Syndicat Professionnel a commencé une action judiciaire à l'encontre d'EDF du fait de l'exploitation de la centrale hydroélectrique de Saint-Chamas.

La régularisation définitive de la situation de la centrale de Saint Chamas est tributaire de l'issue des discussions entre le gouvernement français et la Commission européenne relatives aux modalités d'exécution de l'arrêt de la Cour de Justice des Communautés Européennes.

Ces propositions pourraient conduire à une diminution de l'activité de la centrale ; EDF pourrait le cas échéant demander une indemnisation à l'Etat si l'équilibre économique de la concession devait être bouleversé.

- Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant le mode de rémunération des astreintes à domicile ainsi que le calcul et la mise en œuvre des temps de repos.

A la date d'arrêté des comptes, EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat. Toutefois, s'agissant de situations qui sont susceptibles de concerner un grand nombre de salariés d'EDF, ces litiges pourraient présenter un risque systémique qui pourrait avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers de l'entreprise.

Note 32 - Passifs spécifiques des concessions

La variation des passifs spécifiques des concessions s'analyse comme suit au 31 décembre 2005 :

	31.12.2004	Effets de la loi du 9 août 2004	Variation de la période	31.12.2005
Contre-valeur biens	16 857	16 310	1 362	34 529
Financement concessionnaire non amorti	-	(16 302)	(950)	(17 252)
Droits sur biens existants - valeur nette	16 857	8	412	17 277
Amortissement financement du concédant	1 859	4 542	397	6 798
Provision pour renouvellement	14 978	(4 573)	427	10 832
Droits sur biens à renouveler	16 837	(31)	824	17 630
Passifs spécifiques des concessions	33 694	(23)	1 236	34 907

L'impact des retraitements intervenus du fait de la mise en œuvre de la loi du 9 août 2004 au 1^{er} janvier 2005 est détaillé pour EDF SA dans la note 6.1.3. Le reliquat est principalement constitué par Electricité de Strasbourg.

Note 33 - Passifs financiers courants et non courants

33.1 Répartition courant / non courant des passifs financiers

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31.12.2005			01.01.2005		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	23 318	6 399	29 717	20 300	5 609	25 909
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	5 269	5 269	-	3 904	3 904
Juste valeur négative des dérivés de couverture	192	265	457	336	246	582
Passifs financiers	23 510	11 933	35 443	20 636	9 759	30 395

33.2 Emprunts et dettes financières

33.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
	01.01.2005	17 822	4 620	2 580	310	577
Augmentations	306	1 530	995	1	368	3 200
Diminutions	(1 570)	(1 171)	(398)	(20)	(319)	(3 478)
Mouvements de périmètre	2 338	1 082	56	20	(51)	3 445
Ecart de conversion	536	372	81	-	27	1 016
Autres	(141)	(355)	137	48	(64)	(375)
31.12.2005	19 291	6 078	3 451	359	538	29 717

Les principales entités contributrices aux emprunts et dettes financières sont EDF SA (10 017 millions d'euros), EDF Energy (6 297 millions d'euros), EnBW (2 278 millions d'euros), Edison (2 824 millions d'euros) et le groupe Light (1 252 millions d'euros).

Les emprunts du Groupe supérieurs à un milliard d'euros :

(en millions d'euros)	Type d'emprunt	Entité	Date d'émission	Echéance	Montant	Devise	Taux
	Obligataire	EDF SA	1998	2009	1 996	EUR	5,0%
	Euro MTN	EDF SA	2001	2016	1 100	EUR	5,5%
	Euro MTN	EDF SA	2000	2010	1 000	EUR	5,8%
	Obligataire	IEB	2002	2007	1 272	EUR	-

Suite à l'accord signé avec les banques créancières en mai 2005, la dette de Light a été restructurée en trois tranches bénéficiant de conditions de taux et de remboursement différents.

33.2.2 Echancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
	A moins d'un an	1 932	1 099	2 844	15	509
Entre un et cinq ans	8 350	3 302	352	107	11	12 122
A plus de cinq ans	9 009	1 677	255	237	18	11 196
Total au 31.12.2005	19 291	6 078	3 451	359	538	29 717

33.2.3 Ventilation des emprunts par devise

(en millions d'euros)	31.12.2005		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture
Emprunts libellés en euro (EUR)	18 670	(3 150)	15 520
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	3 212	(627)	2 585
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	5 933	3 191	9 124
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 902	586	2 488
Total des emprunts	29 717	-	29 717

33.2.4 Ventilation des emprunts par taux avant et après swaps

(en millions d'euros)	31.12.2005		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture
Emprunts à taux fixe	21 686	63	21 749
Emprunts à taux variable	8 031	(63)	7 968
Total des emprunts	29 717	-	29 717

33.2.5 Lignes de crédit disponibles

Le Groupe dispose de lignes de crédit auprès de différentes banques pour un montant global de 9 465 millions d'euros au 31 décembre 2005.

(en millions d'euros)	Total	Échéances		
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
Lignes de crédit confirmées	9 465	3 458	6 007	0

33.2.6 Juste valeur des emprunts et dettes financières au 31 décembre 2005

(en millions d'euros)	31.12.2005	
	Juste valeur	Valeur nette comptable
Emprunts et dettes financières	32 808	29 717
Total	32 808	29 717

33.3 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité (OPCVM monétaires, obligations gouvernementales, titres de créances négociables).

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

(en millions d'euros)	31.12.2005	01.01.2005	31.12.2004
Emprunts et dettes financières	29 717	25 909	25 787
Dérivés de couvertures des dettes	240	487	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(7 220)	(3 820)	(3 150)
Actifs financiers à court terme	-	-	(2 960)
Actifs liquides	(4 580) (a)	(2 243) (b)	-
Dettes financières nettes des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente	434	-	-
Endettement financier net	18 591	20 333	19 677

(a) dont actifs financiers disponibles à la vente pour 4 322 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 258 millions d'euros.

(b) dont actifs financiers disponibles à la vente pour 2 095 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 148 millions d'euros.

33.4 Evolution de l'endettement financier net

L'évolution de l'endettement financier net intègre sur 2005 les effets de l'augmentation de capital d'EDF SA à hauteur de 6 350 millions d'euros et de la prise de contrôle d'Edison pour 7 083 millions d'euros correspondant aux montants décaissés dans le cadre de l'acquisition des titres IEB et de l'offre publique d'achat sur les titres Edison ainsi qu'à la quote-part de dette revenant à Edison :

(en millions d'euros)	31.12.2005	31.12.2004
Excédent brut d'exploitation (EBITDA)	13 010	13 417
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBITDA	(670)	(1 469)
Dividendes reçus des sociétés mises en équivalence	90	90
Variation du besoin en fonds de roulement net	1 332	473
Autres éléments	98	(149)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	13 860	12 362
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(5 248)	(4 940)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	383	383
Frais financiers nets décaissés	(1 188)	(1 096)
Impôt sur le résultat payé	(392)	(2 047)
Impôt et intérêts payés au titre de la décision de la Commission européenne		(1 224)
Free cash flow	7 415	3 438
Investissements financiers	(4 517)	400
Dividendes versés	(428)	(367)
Augmentation de capital et variation des autres fonds propres	6 350	248
Versement de la soulte retraite	(3 296)	
Versement Marcoule	(523)	
Autres variations	82	
Diminution de l'endettement financier net, hors effets de périmètre et de change	5 083	3 719
Effet de la variation du périmètre	(2 314)	601
Effet de la variation de change	(830)	58
Autres variations non monétaires	(197)	(20)
(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net	1 742	4 358
Endettement financier net ouverture (1)	20 333	24 035
Endettement financier net clôture	18 591	19 677

(1) après prise en compte des effets de l'application des normes IAS 32 et 39 au 1^{er} janvier 2005 (note 33.3)

33.5 Garanties sur emprunts

Les éléments constitutifs des garanties sur emprunts du Groupe au 31 décembre 2005 sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	Échéances		
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
Sûretés réelles d'actifs	2 939	1 657	335	947
Garanties sur emprunts	925	43	582	300
Autres engagements liés au financement	265	36	146	84
Engagements donnés liés au financement	4 130	1 736	1 063	1 331
Engagements reçus liés au financement *	326	75	224	27

* hors lignes de crédit (voir ci-dessus note 33.2.5)

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des actifs corporels sous forme de nantissements ou d'hypothèques et des titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels. Ainsi, la valeur nette comptable des actifs courants et non courants donnés en garantie s'élèvent à 2 939 millions d'euros.

Les garanties sur emprunts ont été données principalement par EDF SA, EDF International et EDF Energy.

Les engagements reçus liés au financement concernent principalement EDF SA.

Note 34 - Instruments dérivés

Le Groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé au risque de taux, au risque de change et au risque de fluctuation des prix des matières premières.

Pour limiter et maîtriser ces risques, le Groupe a mis en place une structure dédiée en charge de définir la politique de gestion des risques, les principes de cette gestion et le contrôle de leur bonne application.

Les entités d'EDF et les filiales du Groupe en particulier EDF Trading, EnBW et EDF Energy, ont décliné ces principes pour gérer de manière appropriée les risques issus de leur activité.

EDF Trading qui intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré sur des instruments dérivés tels que les futures, forwards, swaps et options, a un engagement sur les marchés énergies qui est encadré au niveau Groupe par une limite de VAR (Value At Risk).

Les risques de change, de taux d'intérêt ou de fluctuations des prix des matières premières créent de la volatilité sur les résultats, les capitaux propres ainsi que les flux de trésorerie du Groupe d'une période sur l'autre. Le Groupe a recours à l'utilisation des instruments dérivés dans diverses stratégies de couverture pour éliminer ou limiter ces risques.

Les principaux instruments dérivés utilisés sont le change à terme et les swaps de change, les swaps de taux d'intérêt, les cross currency swaps ainsi que les futures, forwards et swaps pour les matières premières.

34.1 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concerne les dérivés de taux d'intérêt relatifs à la couverture de la dette à long terme, les dérivés de change relatifs à la couverture d'investissements nets à l'étranger et de la dette libellée en devises étrangères, ainsi que les dérivés de change et les dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

34.1.1 Couverture de juste valeur

Le Groupe EDF couvre l'exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des swaps de taux d'intérêts fixe/variable et des cross currency swaps. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat.

Au 31 décembre 2005, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente une perte de 47 millions d'euros inclus dans le résultat financier.

Le Groupe EDF couvre également certains de ses engagements fermes conclus sur des achats de combustibles nucléaires à travers des changes à terme.

34.1.2 Couverture de flux de trésorerie

Le Groupe EDF applique la couverture de flux de trésorerie notamment pour les cas suivants :

- couverture de la dette à taux variable et pour laquelle les swaps de taux d'intérêts sont utilisés (taux variable/fixe) ;
- couverture du risque de change lié à la dette libellée en devises étrangères (utilisation de currency swap) ;
- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achat et de ventes d'électricité, de gaz, de charbon et de combustible nucléaire : des contrats de futures, forwards et swaps sont conclus à cet effet.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré au 31 décembre 2005 est une perte de 1,9 millions d'euros.

34.1.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger

La couverture d'investissements nets à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères du Groupe.

Ce risque est géré au niveau du Groupe EDF soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché. Dans ce dernier cas, le Groupe a ainsi recours à des swaps de change et du change à terme.

Au 31 décembre 2005, le montant des variations de juste valeur de ces dérivés de couvertures d'investissements nets à l'étranger comptabilisées en capitaux propres s'élève à (108) millions d'euros.

34.1.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres

En 2005, les impacts des dérivés de couverture enregistrés en capitaux propres, après impôts différés, s'élèvent à :

- 21 millions d'euros pour les dérivés de couverture de taux ;
- (150) millions d'euros pour les dérivés de couverture de change ;
- (108) millions d'euros pour les dérivés de couverture d'investissements nets à l'étranger ;
- 437 millions d'euros pour les dérivés de couverture de matières premières.

Concernant les contrats de matières premières, les variations de juste valeur s'expliquent par :

- une perte sur les contrats de couverture d'électricité de (120) millions d'euros due à une hausse du prix de l'électricité ;
- un gain de 591 millions d'euros sur les contrats de couverture d'achat de gaz d'EDF Energy .

34.1.5 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux correspondent à des swaps et s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31.12.2005			Juste valeur	
	jusqu'à 1 an	de 1 à 5 ans	au-delà de 5 ans	Total	31.12.2005
Payeur fixe / receveur variable	49	234	532	815	(13)
Payeur variable / receveur fixe	39	115	554	708	32
Instruments dérivés de couverture de taux	88	349	1 086	1 523	19

34.1.6 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31.12.2005				Notionnel à livrer au 31.12.2005				Juste valeur
	jusqu'à 1 an	de 1 à 5 ans	au-delà de 5 ans	Total	jusqu'à 1 an	de 1 à 5 ans	au-delà de 5 ans	Total	31.12.2005
Change à terme	574	673		1 247	439	399		838	3
Swaps	1 374	4 015	2 492	7 881	1 271	3 546	2 558	7 375	200
Instruments dérivés de couverture de change	1 948	4 688	2 492	9 128	1 710	3 945	2 558	8 213	203

34.1.7 Dérivés de couverture de matières premières

La juste valeur des dérivés de couverture des matières premières s'analyse comme suit :

(en millions d'euros)	<u>31.12.2005</u>
	<u>Juste valeur</u>
Swaps	(4)
Forwards / futures	(147)
Electricité	(151)
Forwards / futures	608
Gaz	608
Swaps	(22)
Forwards/futures	(2)
Charbon	(24)
Forwards/futures	(1)
CO2	(1)
Contrats de matières premières	432

34.2 Autres instruments

D'une manière générale, le Groupe a recours à des instruments dérivés pour couvrir les risques financiers auxquels il est exposé et non à des fins spéculatives.

Les instruments dérivés de taux d'intérêt et de change, qui constituent une couverture économique mais qui ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture en IFRS, sont évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur comptabilisés au compte de résultat.

Le Groupe effectue des opérations de négoce sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel et du combustible fossile principalement au travers de sa filiale EDF Trading. Les transactions spots ou à terme effectuées par EDF Trading sont réalisées par l'intermédiaire d'instruments tels que les contrats à terme comprenant la livraison physique d'une matière première, les contrats de swaps et des options ou autres accords contractuels.

Si EDF Trading a une responsabilité de maîtriser son exposition aux risques marchés énergies, son engagement sur les marchés est toutefois encadré au niveau Groupe par une limite de VAR avec une limite stop loss.

En ce qui concerne le risque de crédit qui est le risque de défaillance des contreparties à leurs obligations contractuelles, EDF Trading a mis en place un système de gestion de ce risque qui s'appuie sur les quatre principes suivants :

- Analyse quantitative et qualitative de toutes les contreparties afin de définir des limites à l'exposition au risque de contrepartie ; ces limites sont approuvées par le Comité de crédit d'EDF Trading.
- Mesure sur une base quotidienne de l'exposition au risque ; EDF Trading mesure le risque de crédit en fonction des paiements futurs plus le coût de remplacement des contrats. Un scénario d'augmentation maximale du coût de remplacement sur la durée résiduelle des contrats est prévu.
- Gestion quotidienne des limites qui implique le suivi et le reporting de l'exposition globale.
- Suivi journalier des garanties.

90% de l'exposition crédit d'EDF Trading est sur des contreparties « investment grade ».

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

34.2.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de taux détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31.12.2005			Juste valeur	
	jusqu'à 1 an	de 1 à 5 ans	au-delà de 5 ans	Total	31.12.2005
Achats de CAP		168		168	
Achats de FLOOR		168		168	(1)
Opérations sur taux d'intérêt	-	336	-	336	(1)
Payeur fixe / receveur variable	2 575		1 872	4 447	(182)
Payeur variable / receveur fixe	1 474		1 872	3 346	263
Swaps de taux	4 049	-	3 744	7 793	81
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	4 049	336	3 744	8 129	80

34.2.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de change détenus à des fins de transaction se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31.12.2005				Notionnel à livrer au 31.12.2005				Juste valeur	
	jusqu'à 1 an	de 1 à 5 ans	au-delà de 5 ans	Total	jusqu'à 1 an	de 1 à 5 ans	au-delà de 5 ans	Total	31.12.2005	
Change à terme	1 249	795	56	2 100	1 201	756	48	2 005	(18)	
Swaps	2 295	977	83	3 355	2 297	960	64	3 321	53	
Dérivés incorporés de change				-				-	(41)	
Instruments dérivés de couverture de change détenus à des fins de transaction	3 544	1 772	139	5 455	3 498	1 716	112	5 326	(6)	

34.3 Dérivés Actions

Les dérivés actions sont des warrants sur titres Edison d'un montant de 228 millions d'euros.

34.4 Contrats de matières premières qualifiés de dérivés

Les contrats de matières premières qualifiés de dérivés se décomposent comme suit :

	31.12.2005
	Juste valeur
(en millions d'euros)	
Swaps	5
Options	(9)
Forwards / futures	400
Electricité	396
Swaps	61
Options	951
Forwards / futures	(1 377)
Gaz	(365)
Swaps	190
Options	48
Forwards/futures	12
Produits pétroliers	250
Swaps	118
Forwards/futures	(73)
Frêt	(22)
Charbon	23
Forwards/futures	9
CO2	9
Forwards / futures	3
Autres matières premières	3
Contrats de matières premières qualifiés de dérivés	316

Note 35 - Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

	31.12.2005	31.12.2004
(en millions d'euros)		
Avances et acomptes reçus	3 749	3 582
Dettes sur immobilisations	506	279
Dettes fiscales et sociales	5 364	7 703
Produits constatés d'avance	7 079	6 999
Autres dettes	3 201	3 806
Autres créditeurs	19 899	22 369
dont :		
non courant	5 932	6 479
courant	13 967	15 890

La variation des dettes fiscales et sociales provient du paiement des soultes à la CNAV, l'AGIRC et l'ARRCO à hauteur de 3 296 millions d'euros.

Note 36 - Parties liées

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Sociétés consolidées par intégration Proportionnelle		Sociétés consolidées par mise en équivalence		Etat et participations de l'état		Total groupe	
	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2005	31.12.2004
Ventes	110	80	291	170	585	563	986	813
Achats d'énergies	81	49	119	92	1 556	1 512	1 756	1 653
Achats externes	-	-	20	18	171	157	191	175
Actifs financiers	89	-	3	15	130	141	222	156
Autres Actifs	33	7	18	15	1 001	968	1 052	990
Passifs financiers	64	7	1	1	-	-	65	8
Autres Passifs	309	306	162	176	283	351	754	833

36.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation

EDF a conclu différents accords commerciaux avec ses filiales et participations. EDF et EnBW ont notamment conclu un accord en 2001, prévoyant les modalités de coopération entre les deux sociétés. Ce contrat a été conclu pour une durée indéterminée et ne pourra être résilié avant 2006.

Les transactions avec les sociétés en intégration proportionnelle et les sociétés consolidées par mise en équivalence relèvent de la vente et de l'achat d'énergie.

36.2 Relations avec l'Etat et les sociétés participations de l'Etat

36.2.1 Relations avec l'Etat

A l'issue de l'ouverture du capital de l'entreprise, l'Etat détient 87,3 % du capital d'EDF SA. L'Etat a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions sociales requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'Etat est l'actionnaire majoritaire, EDF est soumise à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'Etat, 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'Etat et le Groupe le 27 juillet 2001, impose des procédures d'agrément préalable et d'information, préalable ou non, de l'Etat pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par le Groupe. Cet accord a par ailleurs mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

Le nouveau contrat de service public entre l'Etat et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat mais imposant simplement qu'un bilan triennal soit présenté au Parlement.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

Enfin l'Etat 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 non éligibles, des tarifs de transport et de distribution ainsi que du montant de la contribution aux charges de service public de l'électricité.

36.2.2 Relations avec Gaz de France

Depuis 1951, l'ensemble des activités de distribution d'EDF est effectué avec Gaz de France au sein d'un service commun. Depuis le 1er juillet 2004, EDF et Gaz de France ont chacun mis en place leur propre gestionnaire de réseau de distribution. L'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, dénommé EDF Gaz de France Distribution (EGD), assure la gestion du service public de proximité que constituent la distribution des énergies, notamment la construction, l'exploitation et la maintenance des réseaux, le comptage, la gestion de la clientèle non éligible.

EDF et GDF ont conclu en octobre 2004 une convention visant à définir leurs relations vis-à-vis de l'opérateur commun, ses

compétences et le partage des coûts résultant de son activité, ainsi que ses modalités de gouvernance.

Par ailleurs, EDF et GDF disposent de deux autres services communs, également régis par des conventions :

- la Direction du Personnel et des Relations Sociales (DPRS), entité en charge de la gestion du personnel (statut IEG),
- la Direction Informatique et Télécommunication (DIT), en charge de certains systèmes d'information.

36.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Le Groupe réalise des transactions courantes avec les entreprises du secteur public, qui concernent essentiellement la fourniture d'électricité, ainsi que la facturation de l'accès au réseau de transport.

Le retraitement et le transport de combustible nucléaire réalisés par COGEMA pour EDF constituent l'essentiel des coûts d'achats d'énergie auprès des sociétés participations de l'Etat. Les autres achats relèvent de la maintenance des centrales nucléaires auprès du groupe AREVA.

Les autres actifs sont constitués principalement d'avances relatives à ces contrats d'achat.

Note 37 - Quotas d'émission de gaz à effet de serre

Au sein du groupe EDF les sociétés EDF SA, EnBW, EDF Energy, Edison, Fenice, Dalkia International et Dalkia Investissements se sont vues allouer des quotas d'émission de gaz à effet de serre qui sont enregistrés sur leurs registres nationaux.

Pour l'année 2005, le volume total des quotas alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 50,7 millions de tonnes.

Au 31 décembre 2005, le volume des émissions s'élève à 56,1 millions de tonnes. La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces quotas s'élève à 95 millions d'euros.

Les quotas d'émission de gaz à effet de serre à recevoir au titre des années 2006 et 2007 représentent 101,1 millions de tonnes, évalués à 2 193 millions d'euros.

Les filiales polonaises se sont vues attribuer 16 millions de tonnes de quotas d'émission de gaz à effet de serre au titre de l'année 2005. Ces quotas ne sont toutefois pas encore inscrits au registre national au 31 décembre 2005. Les émissions des filiales polonaises de l'année 2005 s'élèvent à 15,4 millions de tonnes. Sur la base des quotas tels qu'alloués au 31 décembre 2005, aucune provision n'est à constater.

Les quotas des filiales hongroises n'ont pas encore été attribués au 31 décembre 2005.

Note 38 - Environnement

Les dépenses de EDF SA relatives à l'environnement sont ventilées comme suit :

38.1 Actifs environnementaux

En 2005, le montant des dépenses inscrit dans la rubrique « Immobilisations corporelles » à l'actif du bilan d'EDF SA s'élève à 123 millions d'euros et concerne principalement la protection du paysage (73 millions d'euros), l'installation de systèmes de dépollution permettant la réduction des émissions d'oxyde d'azote sur des centrales thermiques à flamme et la mise en conformité des parcs à fioul.

38.2 Passifs environnementaux

Les provisions constituées au 31 décembre 2005 s'élèvent à 25 763 millions d'euros. Elles couvrent principalement la déconstruction des centrales, la dépréciation des derniers cœurs ainsi que le retraitement, le stockage et l'évacuation du combustible nucléaire et des déchets radioactifs (voir notes 31.2 et 31.3).

38.3 Dépenses environnementales

En 2005, le montant des charges liées à l'environnement s'élève à 610 millions d'euros et concerne principalement l'évacuation et le traitement des déchets (115 millions d'euros), la protection contre les rayonnements (79 millions d'euros) et la recherche et le développement relatif à l'environnement (121 millions d'euros).

Note 39 - Événements postérieurs à la clôture

EDF a engagé un processus de recherche d'acquéreurs pour tout ou partie de ses actifs brésiliens. Les data room ont démarré en janvier 2006.

Note 40 - Périmètre de consolidation

Le périmètre de consolidation se présente comme suit au 31 décembre 2005 :

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

NOM DE L'ENTITE	ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° SIREN
FRANCE (société mère)						
ELECTRICITE DE FRANCE (f)	22-30, avenue de Wagram 75382 Paris cedex 08	100	100	Mère	P,D,S	552081317
RTE EDF TRANSPORT (f)	Tour Initiale 1, terrasse Bellini - TSA 41000 92919 Paris La Défense France	100	100	IG	T	444619258
EUROPE						
EDF ENERGY	Templar House 81-87 High Holborn Londres WC1V 6NU	100	100	IG	P,D,S	
EnBW	Durlacher allee 93 D - 76 131 Karlsruhe Allemagne	46,12	46,12	IP	P,D,S,T	
MOTOR COLUMBUS	Parkstrasse 27 CH - 5401 Baden Suisse	22,28	20	ME	P	
Groupe ATEL	Bahnhofquai 12 CH - 4601 Olten Suisse	14,44	21,23	ME	P,D,S,T	
FINELEX BV	Drentestraat 20 1083 HK Amsterdam Pays-Bas	100	100	IG	P	
ECK Cracovie	Ul. Ciepłownicza 1 31-587 Cracovie 28 Pologne	66,26	66,26	IG	P	
KOGENERACJA	Ul. Lowiecka 24 50-220 Wroclaw Pologne	35,5	49,83	IG	P	
ECW	Ul. Swojska 9 80-867 Gdansk Pologne	77,48	77,48	IG	P	
RYBNIK	Ul. Podmiejska 44-207 Rybnik Pologne	78,07	70,28	IG	P	
ZIELONA GORA	Elektrociepłownia Zielona Gora ul. Zjednoczenia 103 65120 Zielona Gora Pologne	35,44	99,85	IG	P, D	
DEMASZ	Klauzal Ter 9 6720 Szeged Hongrie	60,91	60,91	IG	D	
BERT	Budafoki ut 52 1117 Budapest XI Hongrie	95,57	95,57	IG	P	
Groupe ESTAG	Palais Heberstein Leonhard-strasse 59 A-8010 Graz	20	25	ME	P,S	
SSE	Ulica Republiky c. 5 01047 Zilina Slovakia	49	49	ME	D	
CINERGY HOLDING COMPANY BV	Burgemeester Haspelslaan 455/F 1181 NB Amstel Veen Pays-Bas	50	50	IP	P	
EDISON (1)	Foro Buonaparte n°31 20121 Milan Italie	51,58	50	IP	P,D,S	
Transalpina di Energia (TdE)	Foro Buonaparte n°31 20121 Milan Italie	50	50	IP	S	
Italenergia bis	Studio Pirola Corso Montevocchio 39 10129 Torino Italie	100	100	IG	S	
Wagram 1	Studio Pirola Corso Montevocchio 39 10129 Torino Italie	100	100	IG	S	
Wagram 4	Studio Pirola Corso Montevocchio 39 10129 Torino Italie	100	100	IG	S	
FINEL	Foro Buonaparte n°31 20121 Milano Italie	61,26	61,26	IP	P	
FENICE	Via Acqui n°86 10090 RIVOLI Italie	100	100	IG	P	

(1) voir note 6.5

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

NOM DE L'ENTITE	ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° SIREN
EDF Energia Italia	EDF Energia Italia Srl EDF - Bureau de Rome Via Abruzzi n°25 00187 Rome - Italie	100	100	IG	P	
HISPAELEC	C/Alcala 54-3°Izda 28014 Madrid Espagne	100	100	IG	P	
PORT SAID	92 El Nile St Apt 12 1611 GIZA Egypte	100	100	IG	P	
PORT SUEZ	92 El Nile St Apt 12 1611 GIZA Egypte	100	100	IG	P	
AZITO O&M SA	Yopougon Niangon Sud-village Azito 23 BP 220 2204Abidjan Côte d'Ivoire	50	50	IP	P	
AZITO ENERGIE	01 B.P. 3963 Abidjan 01 Côte d'Ivoire	32,85	32,85	IP	P	
RESTE DU MONDE						
EDENOR	Azoparado 1025 Piso 171107 Buenos Aires Argentine	25	25	ME	D	
LIDIL	Avenida Marechal Floriano n°168 - Bloco 1 - 2° Andar centro CEP 20080 Rio de Janeiro Brésil	100	100	IG	D	
LIGHT	Avenida Marechal Floriano n°168 - Bloco 1 - 2° andar CEP20080 - 002 Caixa Postal Centro Rio de Janeiro Brésil	89,57	89,57	IG	D	
LIGHT ENERGY	Avenida Marechal Floriano n°168 - Bloco 1 - 2° andar CEP20080 - 002 Caixa Postal Centro Rio de Janeiro Brésil	89,57	89,57	IG	D	
LIGHT OVERSEAS INVESTMENT	Avenida Marechal Floriano n°168 - Bloco 1 - 2° andar CEP20080 - 002 Caixa Postal Centro Rio de Janeiro Brésil	89,57	89,57	IG	D	
NORTE FLUMINENSE	Avenida Graça Aranha n° 182 ao 9° andar CEP 20030 - 003 Caixa Postal Rio de Janeiro Brésil	90	90	IG	P	
UTE PARACAMBI	Avenida Graça Aranha, n°182 ao 9° andar CAP 20030 Rio de Janeiro Brésil	100	100	IG	P	
CONTROLADORA DEL GOLFO	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n°62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF	100	100	IG	P	
CENTRAL ANAHUAC SA de CV	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n°62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF	100	100	IG	P	
CENTRAL SALTILLO SA de CV	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n°62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF	100	100	IG	P	

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

NOM DE L'ENTITE	ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° SIREN
CENTRAL LOMAS DEL REAL SA de CV	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n°62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF	100	100	IG	P	
ALTAMIRA	Paseo de la Reforma 287 Piso 3 Colonia Cuauhtemoc, 06500 Mexico DF	51	51	IG	P	
VALLE HERMOSO	C/O Compania Mexicana de Gerencia y Operacion SA de CV, Panzacola n°62, Local 202, Villa Coyoacan, 04000 Mexico DF	100	100	IG	P	
FIGLEC	25th Floor, n°1 Tai an office building 38-2, Minzu road Nanning Guangxi 530022 Chine	100	100	IG	P	
SYNERGIE	Laibin Power Plant Post Box 09 Laibin County 546138 Guangxi Chine	85	85	IG	P	
SHANDONG ZHONGHUA POWER COMPANY	14 Jing San Road 25001 Jinan Shandong Chine	19,6	19,6	ME	P	
MECO	Sun Wah Tower 115 Nguyen Hue Street District 1 Ho Chi Minh City Vietnam	56,25	56,25	IG	P	
NAM THEUN POWER COMPANY	Unit 09, That luang village Nong Bone Village PO Box 5862 Vientiane, Lao PDR	35	35	ME	P	
EDF TRADING						
EDF TRADING	Mid City Place 71, High Holborn London WC 1V6ED	100	100	IG	S	
AUTRES						
EMOSSON	Centrale de la Bâtiaz CH-1920 Martigny - Suisse	50	50	IP	P	
RICHEMONT	(f) Centrale Sidérurgique de Richemont 57270 Richemont	100	100	IG	P	
EDF BELGIUM (SEMObis)	(ex) Boulevard Bischoffsheim B 1000 - Bruxelles Belgique	100	100	IG	P	
EDF CAPITAL INVESTISSEMENT	(f) 16, avenue de Friedland 75008 Paris	100	100	IG	S	413114653
SAPAR FINANCE	(f) Site Cap Ampère Les Patios 1, place Pleyel 93282 Saint-Denis cedex	100	100	IG	S	347889149
SOCIÉTÉ C2	(f) 20, place de la défense 92050 Paris la Défense cedex	100	100	IG	S	421328162
SOCIÉTÉ C3	(f) 22- 30, avenue de Wagram 75382 Paris cedex 08	100	100	IG	S	428722714

EDF- Comptes consolidés au 31 décembre 2005

NOM DE L'ENTITE	ADRESSE DU SIEGE SOCIAL	QUOTE-PART D'INTERET DANS LE CAPITAL	QUOTE-PART DES DROITS DE VOTE DETENUS	METHODE DE CONSOLIDATION	SECTEUR D'ACTIVITE	N° SIREN
Immobilière WAGRAM ETOILE	(f) 20, place de la Défense 92050 Paris la Défense cedex	100	100	IG	S	414660043
LA GERANCE GENERALE FONCIERE	(f) 20, place de la Défense 92050 Paris la Défense cedex	99,86	99,86	IG	S	562054510
IMMOBILIERE PB6	31, rue de Mogador 75009 Paris	50	50	IP	S	414875997
SOCIETE FONCIERE IMMOBILIERE et de LOCATION (SOFILO)	(f) 20, place de la Défense 92050 Paris la Défense cedex	100	100	IG	S	572184190
E.D.F. INTERNATIONAL	(f) 20, place de la Défense 92050 Paris la Défense cedex	100	100	IG	S	380415125
SOCIETE D'INVESTISSEMENT EN AUTRICHE	La Défense 4 - Tour EDF - 20, place de la Défense 92050 Paris la Défense cedex	80	80	IG	P	421089913
EDF DEVELOPPEMENT ENVIRONNEMENT SA	(f) La Défense 4 coeur Defense immeuble 1 90, esplanade du Général de Gaulle 92933 Paris la Défense cedex	100	100	IG	P	380414482
ELECTRICITE DE STRASBOURG	26, boulevard du Président Wilson 67953 Strasbourg cedex 9	74,86	74,86	IG	D	558501912
A.S.A. - HOLDING A.G.	Hans-Hruschka Gasse 9 A2325 HIMBERG Autriche	100	100	IG	S	
VERO GmbH	Libertas-Intercount Revisions und Beratungsgesellschaft WIEN Teinfaltstrasse 4 Autriche	100	100	IG	S	
T.I.R.U. S.A - TRAITEMENT INDUSTRIEL DES RESIDUS URBAINS	La Défense 8 Tour Franklin 92042 Paris La Défense Cedex	51	51	IG	S	334303823
EnXco	63-665 19th avenue North Palm Springs California 92258 USA	50	50	IP	S	
EDF ENERGIES NOUVELLES (ex SIF Energies)	Coeur Défense imm. B1 90, esplanade du Général de Gaule 92933 PARIS la Défense cedex France	50	50	IP	S	379677636
DALKIA HOLDING	37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Lez Lille	34	34	ME	S	403211295
EDENKIA	37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Lez Lille	50	50	ME	S	434109807
DALKIA INTERNATIONAL	37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Lez Lille	50	24,14	IP	S	433539566
DALKIA INVESTISSEMENT	37, avenue Maréchal de Lattre de Tassigny 59350 St André Lez Lille	67	50	IP	S	404434987

IG =intégration globale, IP= intégration proportionnelle, ME= mise en équivalence; Secteurs d'activités :
P = Production, D = Distribution, S = Services, T = Transport.
(f) sociétés intégrées fiscalement