Rapport annuel

2005

AREVA

AREVA

Rapport annuel 2005

AUTORITÉ
DES MARCHÉS FINANCIERS
AMF

Le présent rapport annuel a été déposé auprès de l'Autorité des Marchés Financiers le 28 avril 2006, conformément aux articles 211-1 à 211-42 de son Règlement Général. Il pourra être utilisé à l'appui d'une opération financière s'il est complété par une note d'opération visée par l'Autorité des Marchés Financiers.

SOMMAIRE GÉNÉRAL

1 RESPONSABLE DU RAPPORT ANNUEL ET RESPONSABLES DU CONTRÔLE DES COMPTES 1

2 RENSEIGNEMENTS RELATIFS À L'OPÉRATION 7

3 RENSEIGNEMENTS DE CARACTÈRE GÉNÉRAL CONCERNANT AREVA ET SON CAPITAL 8

4 RENSEIGNEMENTS CONCERNANT L'ACTIVITÉ, L'ÉVOLUTION ET LES PERSPECTIVES D'AVENIR DE LA SOCIÉTÉ 32

5 PATRIMOINE, SITUATION FINANCIÈRE, RÉSULTATS 202

6 GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE 396

7 ÉVOLUTIONS RÉCENTES ET PERSPECTIVES D'AVENIR 429

Remarques générales

Le présent rapport annuel contient des indications sur les objectifs, perspectives et axes de développement du groupe AREVA notamment dans ses chapitres 4 et 7. Ces informations ne sont pas des données historiques et ne doivent pas être interprétées comme des garanties que les faits et données énoncés se produiront ou que les objectifs seront atteints. Les déclarations prospectives contenues dans le présent rapport annuel visent aussi des risques connus et inconnus, des incertitudes et d'autres facteurs qui pourraient, en cas de réalisation, avoir pour conséquence que les résultats futurs, les performances et les réalisations du groupe AREVA soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent notamment inclure l'évolution de la conjoncture internationale, économique et commerciale ainsi que les facteurs de risques exposés dans la section 4.15.3. Ni AREVA ni le groupe AREVA ne prennent l'engagement de mettre à jour ces déclarations prospectives ou ces informations contenues dans le rapport annuel.

Ce rapport annuel contient des informations sur les marchés et parts de marché du groupe AREVA ainsi que sur son positionnement concurrentiel. Sauf indications contraires, ces informations historiques ou prospectives sont basées sur des estimations du Groupe (source AREVA) et sont données uniquement à titre indicatif. À la connaissance d'AREVA, il n'existe pas de rapports sur les marchés du groupe AREVA suffisamment complets et objectifs pour être utilisés comme unique référence. Le groupe AREVA a développé des estimations basées sur différentes sources, y compris sur des études et rapports internes, des statistiques fournies par des organisations internationales et des associations professionnelles, des données publiées par les concurrents du groupe AREVA et des informations obtenues par les filiales d'AREVA.

Les principales sources, études et rapports utilisés proviennent en particulier, (i) pour les activités nucléaires, de l'AIEA (Agence Internationale de l'Énergie Atomique), de l'AIE (Agence Internationale de l'Énergie), du WNA (World Nuclear Association), du NEI (Nuclear Energy Institute), de la NAC (Nuclear Assurance Corporation), de l'Agence Euratom et du CEA (Commissariat à l'Énergie Atomique) et (ii) pour les activités de Transmission et Distribution d'électricité, de l'AEIA.

AREVA estime que ces informations donnent une image adéquate de la taille de ses marchés et du positionnement concurrentiel du groupe AREVA. Toutefois, les estimations et études internes utilisées par le groupe AREVA n'ont pas fait l'objet d'une vérification par des experts indépendants. En conséquence, AREVA ne donne aucune garantie sur le fait que toute autre personne qui utiliserait des méthodes différentes pour réunir, analyser ou calculer ces informations obtiendrait des résultats comparables.

Dans ce document, la société AREVA est dénommée "AREVA". Le "Groupe" ou le "groupe AREVA" désigne AREVA et ses filiales.

Un lexique définit les termes techniques auxquels il est fait référence à la fin du présent rapport annuel.

Une table de concordance entre l'annexe I du Règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne du 29 avril 2004 et le plan du présent rapport annuel figure en page 442.

En application de l'article 28 du Règlement (CE) précité et de l'article 212-11 du Règlement de l'Autorité des Marchés Financiers, les éléments suivants sont incorporés par référence :

– les comptes consolidés d'AREVA pour l'exercice clos le 31 décembre 2004 et le rapport des Commissaires aux Comptes sur les comptes consolidés au 31 décembre 2004 présentés respectivement aux pages 242 à 305 et 240 à 241 du rapport annuel déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 18 avril 2005 sous le numéro D.05-0477, et

– les comptes consolidés d'AREVA pour l'exercice clos le 31 décembre 2003 et le rapport des Commissaires aux Comptes sur les comptes consolidés au 31 décembre 2003 présentés respectivement aux pages 172 à 225 et 170 et 171 du rapport annuel enregistré par l'Autorité des Marchés Financiers le 29 avril 2004 sous le numéro R.04-068.

Les chapitres du rapport annuel n° D.05-0477 et du rapport annuel n° R.04-068 non visés ci-dessus sont soit sans objet pour l'investisseur, soit couverts à un autre endroit du présent rapport annuel.

1 RESPONSABLE DU RAPPORT ANNUEL ET RESPONSABLES DU CONTRÔLE DES COMPTES

1.1.	Responsable du rapport annuel	2
1.2.	Attestation du responsable du rapport annuel	2
1.3.	Responsables du contrôle des comptes 2003, 2004, 2005	3
1.4.	Responsables de l'information	4
1.5.	Politique d'information et calendrier indicatif	4

1.1. Responsable du rapport annuel

Madame Anne Lauvergeon

Présidente du Directoire d'AREVA

1.2. Attestation du responsable du rapport annuel

"J'atteste, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent rapport annuel sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

J'ai obtenu des contrôleurs légaux des comptes une lettre de fin de travaux, dans laquelle ils indiquent avoir procédé à la vérification des informations portant sur la situation financière et les comptes donnés dans le présent rapport annuel ainsi qu'à la lecture d'ensemble de ce document.

Cette lettre de fin de travaux ne contient pas d'observation.

Les informations financières historiques présentées dans le rapport annuel ont fait l'objet de rapports des contrôleurs légaux.

Le rapport des Commissaires aux Comptes sur les comptes annuels consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2005, figurant en page 268 du présent rapport annuel, contient une observation relative aux modalités d'évaluation des actifs et des passifs de fin de cycle décrites en Notes 1.18. et 25 de l'annexe aux comptes consolidés.

Le rapport des Commissaires aux Comptes sur les comptes annuels consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2004 qui figure en pages 240 et 241 du rapport annuel AREVA 2004, contient des observations portant sur :

- les changements de présentation concernant les provisions pour perte à terminaison, la non-consolidation des OPCVM dédiés et la consolidation de l'entité portant le TSDI décrits en Note 1.1. de l'annexe aux comptes consolidés ;
- les incertitudes relatives à l'évaluation des coûts de stockage des déchets ultimes et la part qui incombe à EDF sur l'aval du cycle décrites en Note 22 de l'annexe aux comptes consolidés.

Le rapport des Commissaires aux Comptes sur les comptes annuels consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2003 qui figure en pages 170 et 171 du rapport annuel AREVA 2003, contient des observations portant sur :

- les changements de présentation concernant les provisions pour charges restant à encourir, les actifs financiers dédiés au démantèlement des installations et les avances rémunérées des clients décrits en Note 1.1. de l'annexe aux comptes consolidés ;
- les incertitudes inhérentes à l'évaluation des coûts de fin de cycle et la part qui incombe aux clients, en particulier EDF, décrites en Note 22 de l'annexe aux comptes consolidés."

Fait à Paris, le 27 avril 2006

Madame Anne Lauvergeon

Présidente du Directoire d'AREVA

1.3. Responsables du contrôle des comptes 2003, 2004, 2005

Les mandats des Commissaires aux Comptes sont d'une durée de six exercices.

1.3.1. COMMISSAIRES AUX COMPTES TITULAIRES

Mazars & Guérard

Le Vinci - 4, allée de l'Arche - 92075 La Défense Cedex

- Date de début de mandat : premier mandat conféré par l'Assemblée Générale Ordinaire du 26 juin 1989 et renouvelé lors de l'Assemblée Générale Mixte en date du 18 juin 2001.
- Date de fin de mandat : Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2006.

Deloitte & Associés

185, avenue Charles-de-Gaulle - 92524 Neuilly-sur-Seine Cedex

- Date de début de mandat : mandat conféré par l'Assemblée Générale Ordinaire du 31 mai 2002 en remplacement de Barbier Frinault et autres, démissionnaire.
- Date de fin de mandat : Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2006.

Salustro Reydel, membre de KPMG International

1, cours Valmy - 92923 Paris La Défense.

- Date de début de mandat : mandat conféré par l'Assemblée Générale Ordinaire du 31 mai 2002.
- Date de fin de mandat : Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2007.

1.3.2. COMMISSAIRES AUX COMPTES SUPPLÉANTS

Max Dusart

Espace Nation, 125, rue de Montreuil - 75011 Paris

- Date de début de mandat : mandat conféré par l'Assemblée Générale Ordinaire en date du 18 juin 2001.
- Date de fin de mandat : Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2006.

BEAS

7-9, villa Houssay - 92524 Neuilly-sur-Seine Cedex

- Date de début de mandat : mandat conféré par l'Assemblée Générale Ordinaire du 31 mai 2002 en remplacement de Alain Gouverneyre, démissionnaire.
- Date de fin de mandat : Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2006.

Jean-Claude Reydel

1, cours Valmy - 92923 Paris La Défense.

- Date de début de mandat : mandat conféré par l'Assemblée Générale Ordinaire du 31 mai 2002.
- Date de fin de mandat : Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2007.

1.4. Responsables de l'information

Les responsables de l'information sont :

- Gérald Arbola, Directeur Financier et membre du Directoire
  Adresse : 27-29, rue Le Peletier - 75009 Paris
  E-mail : gerald.arbola@areva.com
- Vincent Benoit, Directeur de la Communication financière
  Adresse : 27-29, rue Le Peletier - 75009 Paris
  E-mail : vincent.benoit@areva.com

1.5. Politique d'information et calendrier indicatif

L'objectif du Directoire est d'informer les porteurs d'actions et de certificats d'investissement de l'évolution des activités du Groupe. Ainsi, dès la création d'AREVA, une politique de communication financière a été mise en œuvre dont les buts sont de renforcer les liens avec les actionnaires et les porteurs de certificats d'investissement et de développer la présence du Groupe sur les marchés financiers en faisant mieux connaître ses activités.

1.5.1. POLITIQUE D'INFORMATION

Les informations de caractère financier, commercial, organisationnel ou stratégique pouvant avoir un intérêt pour la communauté financière font l'objet de communiqués diffusés à la presse nationale et internationale et aux agences de presse. Toutes les informations délivrées aux marchés financiers (communiqués, présentations financières et stratégiques audio et vidéo) sont disponibles sur le site Internet du Groupe, www.areva.com dans la partie "Finance". Ce site permet également de s'abonner à la réception automatique des communiqués de presse par message électronique et contient le calendrier prévisionnel des publications et événements.

Conformément aux lois françaises, AREVA publie ses résultats semestriels et annuels et diffuse son chiffre d'affaires chaque trimestre. Il convient de souligner, dans le secteur nucléaire, que les comparaisons d'un trimestre d'une année par rapport au trimestre de l'année précédente peuvent faire apparaître des écarts significatifs très éloignés de l'évolution attendue sur l'année.

Le Groupe organise des réunions d'information, au moins deux fois par an, pour commenter l'évolution de son activité et de ses résultats. Ces réunions sont généralement retransmises en direct sur Internet.

1.5.2. CALENDRIER INDICATIF DE LA COMMUNICATION FINANCIÈRE

Le calendrier indicatif de communication et d'événements est fourni ci-après. Il fait l'objet de mises à jour en temps réel sur le site Internet d'AREVA.

Date	Événements
27 avril 2006	Chiffre d'affaires du premier trimestre 2006
02 mai 2006	Assemblée Générale Ordinaire Annuelle des Actionnaires
30 juin 2006	Paiement du dividende relatif à l'exercice 2005
27 juillet 2006	Chiffre d'affaires du premier semestre 2006
27 septembre 2006	Résultats du premier semestre 2006
27 septembre 2006	Conférence téléphonique sur les résultats du premier semestre 2006 (presse, analystes, investisseurs)
26 octobre 2006	Chiffre d'affaires du troisième trimestre 2006
Février 2007	Chiffre d'affaires de l'année 2006
Mars 2007	Résultats de l'année 2006.

1.5.3. INFORMATION TECHNIQUE SUR LES MÉTIERS DU GROUPE

Afin de mieux faire connaître ses activités auprès de la communauté financière, AREVA a mis en place des présentations de ses différents métiers, visites de sites à l'appui, permettant de mieux en appréhender les aspects techniques ainsi que les enjeux économiques.

Le programme "AREVA Technical Days" (ATD) a été conçu dans cet objectif. Depuis 2002, cinq sessions de présentation des métiers ont été organisées à Paris (Présentation générale des métiers), à l'usine de La Hague (Présentation du Pôle Aval), à Chalon-sur-Saône (Présentation du Pôle Réacteurs et Services), à Avignon (Présentation du Pôle Amont), à Istanbul et à Gebze en Turquie (Présentation du Pôle Transmission & Distribution) regroupant à chaque fois une centaine de participants.

Pour éviter toute distorsion d'information entre les participants et les non-participants aux différentes sessions, les vidéos des conférences et les questions/réponses correspondantes peuvent être visionnées en différé sur le site Internet d'AREVA, dans l'espace réservé au programme ATD.

Par ailleurs, tout au long de l'année, des visites industrielles sont organisées pour permettre aux investisseurs de découvrir les activités du Groupe.

1.5.4. CONTACTS

Avec le Directeur de la Communication financière (voir section 1.4.), l'équipe est également constituée de :

- Frédéric Potelle, Directeur adjoint des Relations Investisseurs
  Adresse : 27-29, rue Le Peletier - 75009 Paris
  E-mail : frederic.potelle@areva.com
- Anne Mills, Responsable de l'Information financière et de l'Actionnariat Individuel
  Adresse : 27-29, rue Le Peletier - 75009 Paris
  E-mail : anne.mills@areva.com
- Pauline Briand, Marketing Relations Investisseurs
  Adresse : 27-29, rue Le Peletier - 75009 Paris
  E-mail : pauline.briand@areva.com

En 2004, le Groupe a également mis en place un service de Relations Actionnaires Individuels qui peut être joint au numéro Azur : 0810 699 756 ou par mail à l'adresse : actionnaires@areva.com.

2 RENSEIGNEMENTS RELATIFS À L'OPÉRATION

Sans objet

En cas d'opération financière par appel public à l'épargne, les informations relevant de ce chapitre feront l'objet d'une note d'opération soumise au visa de l'Autorité des Marchés Financiers.

3 RENSEIGNEMENTS DE CARACTÈRE GÉNÉRAL CONCERNANT AREVA ET SON CAPITAL

3.1.	**Renseignements concernant AREVA**	**10**
3.1.1.	Dénomination sociale (article 2 des statuts)	10
3.1.2.	Décret constitutif	10
3.1.3.	Forme juridique d'AREVA (article 1er des statuts) et législation applicable	10
3.1.4.	Objet social (article 3 des statuts)	11
3.1.5.	Siège social (article 4 des statuts)	11
3.1.6.	Durée (article 5 des statuts)	11
3.1.7.	Registre du commerce et des sociétés, code APE, Siret	11
3.1.8.	Lieu où les documents peuvent être consultés	11
3.1.9.	Comptes annuels	12
3.1.10.	Renseignements concernant les Assemblées Générales d'Actionnaires et de titulaires de certificats de droit de vote	13

3.2. Renseignements concernant le capital et les droits de vote **15**
3.2.1. Capital social (article 6 des statuts) 15
3.2.2. Évolution du capital depuis 1989 (article 7 des statuts) 16
3.2.3. Répartition du capital et des droits de vote d'AREVA 17
3.2.4. Actions en autocontrôle 18
3.2.5. Forme des actions, des certificats d'investissement et des certificats de droit de vote (article 11 des statuts) 18
3.2.6. Transmission des actions, des certificats d'investissement et des certificats de droit de vote (article 12 des statuts) 18
3.2.7. Droits et obligations attachés aux actions, aux certificats d'investissement et aux certificats de droit de vote (article 14 des statuts) 19
3.2.8. Nantissement 19
3.2.9. Franchissement de seuil 19

3.3. Marché des certificats d'investissements d'AREVA **20**
3.3.1. Place de cotation 20
3.3.2. Service du titre 20
3.3.3. Données historiques 20

3.4. Dividendes **22**
3.4.1. Paiement des dividendes (article 49 des statuts) 22
3.4.2. Dividendes des derniers exercices 22
3.4.3. Politique de dividendes 22

3.5. Organigramme juridique du groupe AREVA **23**

3.6. Participations **24**

3.7. Pactes d'actionnaires **26**
3.7.1. Pactes d'actionnaires au niveau d'AREVA 26
3.7.2. Principaux pactes d'actionnaires relatifs aux participations d'AREVA 27

3.1. Renseignements concernant AREVA

3.1.1. DÉNOMINATION SOCIALE (ARTICLE 2 DES STATUTS)

La dénomination sociale est : Société des Participations du Commissariat à l'Énergie Atomique.
Le nom commercial est : AREVA.

3.1.2. DÉCRET CONSTITUTIF

Le décret n° 83-1116 du 21 décembre 1983 est le décret constitutif de la Société des Participations du Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA). Il a été modifié principalement par le décret n° 2001-342 du 19 avril 2001, puis par le décret n° 2003-94 du 4 février 2003. Ce décret prévoit notamment :

- l'approbation des modifications des statuts par décret, les augmentations de capital étant toutefois soumises à l'approbation conjointe du Ministre chargé de l'Industrie et du Ministre chargé de l'Économie (article 2, alinéas 2 et 3),
- le principe selon lequel la majorité du capital doit être conservée par le CEA (article 2, alinéa 1),
- l'approbation de toute cession ou échange d'actions d'AREVA détenues par le CEA dans les mêmes formes que les augmentations de capital (article 2, alinéa 2),
- la présence d'un membre du corps du contrôle général économique et financier aux séances du Conseil de Surveillance (article 4,alinéa 2),
- la soumission de la Société aux dispositions du décret n° 53-707 du 9 août 1953 à l'exception de son article 2 (ce décret porte notamment sur les rémunérations des dirigeants des sociétés du secteur public) (article 5, alinéa 1),
- le principe selon lequel les délibérations du Conseil de Surveillance ne deviennent exécutoires de plein droit qu'à l'expiration d'un délai de dix jours accordé au membre du corps du contrôle général économique et financier pour s'y opposer (article 5, alinéa 2),
- enfin, le principe d'agrément par le Conseil de Surveillance d'AREVA des cessions à des tiers d'actions d'AREVA qui ne sont pas admises aux négociations sur un marché réglementé (article 6).

3.1.3. FORME JURIDIQUE D'AREVA (ARTICLE 1er DES STATUTS) ET LÉGISLATION APPLICABLE

Société anonyme à Directoire et Conseil de Surveillance régie par le livre II du Code de commerce et par le décret n° 67-236 du 23 mars 1967 sur les sociétés commerciales, ainsi que par le décret n° 83-1116 du 21 décembre 1983.

3.1.4. OBJET SOCIAL (ARTICLE 3 DES STATUTS)

La Société a pour objet, en France et à l'étranger :

- la prise de participations et d'intérêts, directe ou indirecte, sous quelque forme que ce soit, dans toutes sociétés ou entreprises, tant françaises qu'étrangères, réalisant des opérations financières, commerciales, industrielles, mobilières et immobilières ;
- l'achat, la vente, l'échange, la souscription, la gestion de tous titres de participation et de placement ;
- la réalisation de toutes prestations de services, notamment au profit de toutes sociétés du Groupe ;
- la gestion de toutes activités industrielles et commerciales, notamment dans les domaines du nucléaire, de l'informatique, de l'électronique et de la connectique, et à ce titre :
  - d'étudier tout projet relatif à la création, à l'extension ou à la transformation d'entreprises industrielles,
  - de réaliser ces projets ou de contribuer à leur réalisation par tous moyens appropriés et plus spécialement par prises de participations ou d'intérêts dans toutes entreprises existantes ou à créer,
  - de financer, notamment sous forme de participation à leur capital et de souscription à des emprunts, des entreprises industrielles.
- d'une manière générale, la Société a pour objet, en France et à l'étranger, de réaliser toutes opérations industrielles, commerciales, financières, mobilières ou immobilières se rattachant directement ou indirectement à ce qui précède, et pouvant être utiles à l'objet social, ou en faciliter la réalisation et le développement.

3.1.5. SIÈGE SOCIAL (ARTICLE 4 DES STATUTS)

Le siège social se situe au 27-29, rue Le Peletier, 75009 Paris, France.
Téléphone : + 33 (0)1.44.83.71.00

3.1.6. DURÉE (ARTICLE 5 DES STATUTS)

AREVA a été immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés le 12 novembre 1971. Elle expirera le 12 novembre 2070, sauf cas de prorogation ou de dissolution anticipée.

La durée de la Société est de quatre-vingt-dix-neuf ans à compter de son immatriculation au registre du commerce et des sociétés, sauf en cas de prorogation ou de dissolution anticipée.

3.1.7. REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIÉTÉS, CODE APE, SIRET

AREVA est immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Paris sous le numéro 712 054 923
Code APE 741J (administration d'entreprises)
Siret 712 054 923 00032

3.1.8. LIEU OÙ LES DOCUMENTS PEUVENT ÊTRE CONSULTÉS

Les documents suivants (ou copie de ces documents) peuvent être consultés au siège social d'AREVA : 27-29, rue Le Peletier, 75009 Paris :

- le décret constitutif n° 83-1116 du 21 décembre 1983 et les statuts d'AREVA,
- tous rapports, courriers et autres documents, informations financières historiques, évaluations et déclarations établis par un expert à la demande d'AREVA, dont une partie est incluse ou visée dans le présent document,
- les informations financières historiques d'AREVA et de ses filiales consolidées pour les exercices clos le 31 décembre 2003, le 31 décembre 2004 et le 31 décembre 2005,
- tout autre document mis à la disposition des actionnaires.

3.1.9. COMPTES ANNUELS

3.1.9.1. Exercice social (article 43 des statuts)

L'exercice social a une durée de 12 mois qui commence le 1er janvier et finit le 31 décembre de chaque année.

3.1.9.2. Comptes sociaux (article 44 des statuts)

Le bilan, le compte de résultat et l'annexe ainsi que le rapport de gestion sont arrêtés, chaque année, par le Directoire, à la clôture de l'exercice. Le Conseil de Surveillance présente, lors de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle, ses observations sur le rapport du Directoire ainsi que sur les comptes de l'exercice écoulé.

Dans les conditions prévues par la réglementation en vigueur, tout actionnaire, porteur de certificats d'investissement et titulaire de certificats de droit de vote a le droit de prendre connaissance de ces documents, ainsi que de tous ceux dont la communication est de droit. Il peut se faire adresser ces documents par AREVA dans les cas prévus par la réglementation.

3.1.9.3. Renseignements sur les filiales et participations (article 45 des statuts)

Le rapport présenté par le Directoire et, le cas échéant, par les Commissaires aux Comptes à l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle, mentionne les informations prévues par la loi en matière de filiales et participations.

Le rapport du Directoire, pour toutes les sociétés filiales, c'est-à-dire celles dans lesquelles la participation excède 50 % du capital, rend compte de l'activité de ces sociétés par branche d'activité, et fait ressortir les résultats obtenus.

Le Directoire annexe au bilan, dans les formes réglementaires prévues, un tableau faisant apparaître la situation desdites filiales et participations.

3.1.9.4. Bilan et comptes consolidés (article 46 des statuts)

Le Directoire établit le bilan, le compte de résultat, l'annexe et le rapport de gestion consolidés.

La méthode d'établissement des comptes consolidés doit être indiquée dans une note jointe à ces documents.

3.1.9.5. Affectation et répartition des bénéfices (article 48 des statuts)

1. La différence entre les produits et les charges de l'exercice, après déduction des amortissements et des provisions, constitue le bénéfice ou la perte dudit exercice.

2. Il est fait sur le bénéfice de l'exercice, diminué, le cas échéant, des pertes antérieures, un prélèvement de un vingtième au moins affecté à la formation d'un fonds de réserve dit "réserve légale". Ce prélèvement cesse d'être obligatoire lorsque la réserve atteint le dixième du capital social.

3. Le bénéfice distribuable est constitué par le bénéfice de l'exercice, diminué des pertes antérieures, ainsi que des sommes à porter en réserve en application de la loi et des statuts, et augmenté du report bénéficiaire.

4. Hors le cas de réduction du capital, aucune distribution ne peut être faite à l'ensemble des actionnaires ou titulaires de titres lorsque les capitaux propres sont ou deviendraient à la suite de celle-ci inférieurs au montant du capital augmenté des réserves que la loi ou les statuts ne permettent pas de distribuer.

3.1.10. RENSEIGNEMENTS CONCERNANT LES ASSEMBLÉES GÉNÉRALES D'ACTIONNAIRES ET DE TITULAIRES DE CERTIFICATS DE DROIT DE VOTE

3.1.10.1. Dispositions communes à toutes les Assemblées

Formes et délais de convocation (article 30 des statuts)

Les Assemblées sont convoquées dans les conditions prévues par la loi.

Admission aux Assemblées - Dépôt des titres (article 32 des statuts)

1. Tout actionnaire ou titulaire de certificats de droit de vote peut participer aux Assemblées Générales, personnellement ou par mandataire, dans les conditions fixées par la loi, sur justification de son identité et de la propriété de ses actions ou certificats de droit de vote sous la forme, soit d'une inscription nominative sur le registre de la Société au moins trois jours avant la réunion de l'Assemblée Générale, soit pour les titulaires de comptes d'actions au porteur lorsqu'il en existera, d'une attestation constatant l'indisponibilité des titres jusqu'à la date de l'Assemblée.

2. En cas de démembrement de la propriété du titre, seul le titulaire du droit de vote peut participer ou se faire représenter à l'Assemblée.

3. Les copropriétaires d'actions indivises ou/et de certificats de droit de vote sont représentés à l'Assemblée Générale par l'un d'eux ou par un mandataire unique qui est désigné, en cas de désaccord, par ordonnance du Président du Tribunal de commerce statuant en référé à la demande du copropriétaire le plus diligent.

4. Tout actionnaire ou titulaire de certificats de droit de vote propriétaire de titres d'une catégorie déterminée peut participer aux Assemblées Spéciales des actionnaires de cette catégorie, dans les conditions visées ci-dessus.

5. Deux membres du Comité d'Entreprise, désignés par le Comité et appartenant l'un à la catégorie des cadres, techniciens et agents de maîtrise, l'autre à la catégorie des employés et ouvriers, ou, le cas échéant, les personnes mentionnées aux troisième et quatrième alinéas de l'article L. 432-6 du Code du travail, peuvent assister aux Assemblées Générales.

Vote (article 35 des statuts)

1. Le droit de vote attaché aux actions de capital ou de jouissance ainsi que celui attaché aux certificats de droit de vote est proportionnel à la quotité du capital représentée et chacun de ces titres donne droit à une voix au moins.

2. Le droit de vote attaché à l'action ou au certificat de droit de vote appartient à l'usufruitier dans les Assemblées Ordinaires et au nu-propriétaire dans les Assemblées Extraordinaires ou à caractère constitutif.

Il est exercé par le propriétaire des actions remises en gage.

3.1.10.2. Règles propres aux Assemblées Générales Ordinaires

Quorum et majorité (article 39 des statuts)

L'Assemblée Générale Ordinaire ne délibère valablement, sur première convocation, que si les actionnaires et/ou les titulaires de certificats de droit de vote présents, représentés ou votant par correspondance, ou participant à l'Assemblée par visioconférence ou par un moyen de télécommunication permettant leur identification, possèdent au moins le quart des titres ayant le droit de vote. Sur deuxième convocation, aucun quorum n'est requis.

La loi du 26 juillet 2005 pour la confiance et la modernisation de l'économie a modifié les dispositions du Code de commerce relatives au quorum requis pour la tenue des Assemblées Générales Ordinaires, celui-ci est désormais, sur première convocation du cinquième des titres ayant le droit de vote, aucun quorum n'étant requis sur deuxième convocation. Une prochaine Assemblée Générale Extraordinaire d'AREVA proposera d'apporter aux statuts les modifications nécessaires.

L'Assemblée Générale Ordinaire statue à la majorité des voix dont disposent les actionnaires et/ou titulaires de certificats de droit de vote présents, représentés ou votant par correspondance ou participant à l'Assemblée par visioconférence ou par un moyen de télécommunication permettant leur identification.

3.1.10.3. Règles propres aux Assemblées Générales Extraordinaires

Objet et tenue des Assemblées Extraordinaires (article 40 des statuts)

1. L'Assemblée Générale Extraordinaire est seule habilitée à modifier les statuts dans toutes leurs dispositions. Elle est aussi seule compétente pour décider l'augmentation ou la réduction du capital social. Elle ne peut toutefois augmenter les engagements des actionnaires ou porteurs de certificats d'investissement, sous réserve des opérations résultant d'un regroupement de titres régulièrement effectué, ou de l'existence de "rompus" en cas d'augmentation ou de réduction de capital.

2. Par dérogation à la compétence exclusive de l'Assemblée Générale Extraordinaire pour toutes modifications des statuts, les modifications aux clauses relatives au montant du capital social, au nombre des actions, des certificats d'investissement et des certificats de droit de vote qui le représentent, dans la mesure où ces modifications correspondent matériellement au résultat d'une augmentation, d'une réduction ou d'un amortissement du capital dûment autorisé, peuvent être apportées par le Directoire.

Quorum et majorité (article 41 des statuts)

Sous réserve des dérogations prévues par la loi, l'Assemblée Générale Extraordinaire ne délibère valablement que si les actionnaires et/ou les titulaires de certificats de droit de vote présents, représentés ou votant par correspondance ou participant à l'Assemblée par visioconférence ou par un moyen de télécommunication permettant leur identification conformément aux lois et règlements en vigueur, possèdent au moins, sur première convocation, un tiers et, sur deuxième convocation, le quart des titres ayant droit de vote.

À défaut de ce dernier quorum, la deuxième Assemblée peut être prorogée à une date postérieure de deux mois au plus à celle à laquelle elle avait été convoquée.

La loi du 26 juillet 2005 pour la confiance et la modernisation de l'économie a modifié les dispositions du Code de commerce relatives au quorum requis pour la tenue des Assemblées Générales Extraordinaires, celui-ci est désormais, sur première convocation du quart des titres ayant le droit de vote et sur deuxième convocation du cinquième des titres ayant le droit de vote. Une prochaine Assemblée Générale Extraordinaire d'AREVA proposera d'apporter aux statuts les modifications nécessaires.

L'Assemblée Générale Extraordinaire statue, sous réserve des dérogations prévues par la loi, à la majorité des deux tiers des voix dont disposent les actionnaires et/ou les titulaires de certificats de droit de vote présents, représentés ou votant par correspondance ou participant à l'Assemblée par visioconférence ou par un moyen de télécommunication permettant leur identification conformément aux lois et règlements en vigueur.

3.1.10.4. Règles propres aux Assemblées Spéciales des porteurs de certificats d'investissement (article 42 des statuts)

L'Assemblée Spéciale se compose de tous les porteurs de certificats d'investissement.

Elle statue sur la renonciation des porteurs de certificats d'investissement à leurs droits préférentiels de souscription dans les cas prévus par la loi. Elle est convoquée en même temps et dans les mêmes formes que les Assemblées Générales appelées à décider, soit d'une augmentation de capital, soit de l'émission d'obligations convertibles, soit de l'émission d'obligations à bons de souscription d'actions.

L'admission des porteurs de certificats d'investissement à cette Assemblée s'effectue dans les mêmes conditions que celle des actionnaires évoqués à l'article 32 des statuts.

La loi du 26 juillet 2005 pour la confiance et la modernisation de l'économie a modifié les dispositions du Code de commerce relatives au quorum requis pour la tenue des Assemblées Spéciales, celui-ci est désormais, sur première convocation du tiers des titres ayant le droit de vote et sur deuxième convocation du cinquième des titres ayant le droit de vote. Une prochaine Assemblée Générale Extraordinaire d'AREVA proposera d'apporter aux statuts les modifications nécessaires.

3.2. Renseignements concernant le capital et les droits de vote

3.2.1. CAPITAL SOCIAL (ARTICLE 6 DES STATUTS)

3.2.1.1. Capital social émis

Le capital social est entièrement libéré et s'élève à la somme de un milliard trois cent quarante-six millions huit cent vingt-deux mille six cent trente-huit euros (1 346 822 638 euros), divisé en trente-quatre millions treize mille cinq cent quatre-vingt-treize (34 013 593) actions de trente-huit euros (38 euros) de nominal, et un million quatre cent vingt-neuf mille cent huit (1 429 108) certificats d'investissement, de trente-huit euros (38 euros) de nominal, et un million quatre cent vingt-neuf mille cent huit (1 429 108) certificats de droit de vote.

Toutes les actions sont de même catégorie.

3.2.1.2. Capital autorisé

Il n'existe pas de distinction entre capital autorisé et capital émis. Il n'y a pas en circulation de valeurs mobilières susceptibles d'entraîner la création, à terme, de nouvelles actions. La notion de capital potentiel n'est donc pas applicable pour AREVA.

Il n'existe pas à la date du dépôt du présent document de référence de résolution votée en Assemblée Générale autorisant l'émission de titres donnant accès au capital d'AREVA.

3.2.1.3. Modification du capital – Libération des actions

Sous réserve des dispositions réglementaires applicables à AREVA relatives à l'augmentation de son capital social, le capital social peut être augmenté ou réduit en une ou plusieurs fois dans les conditions prévues par les lois et règlements en vigueur et applicables aux sociétés anonymes.

En cas d'augmentation de capital en numéraire et tant qu'il existera des certificats d'investissement et à moins que les porteurs des certificats d'investissement n'aient renoncé à leur droit préférentiel de souscription dans les conditions légales, les propriétaires de certificats d'investissement ont, proportionnellement au nombre des titres qu'ils possèdent, un droit de préférence à la souscription d'actions de préférence qui comporteront les mêmes droits que les certificats d'investissement.

3.2.2. ÉVOLUTION DU CAPITAL DEPUIS 1989 (ARTICLE 7 DES STATUTS)

Tableau d'évolution du capital depuis 1989

		Nombre de titres de capital émis / annulés						Nombre de titres de capital après opération			Valeur nominale*		
Date de réalisation de l'opération	Opération	Actions	Certificats d'invest.	Total	Montant nominal de l'augmentation/ réduction de capital*	Prime globale d'émission/ de fusion/ d'apport*	Montant cumulé*	Actions	Certificats d'invest.	Total	Actions	Certificats d'invest.	Montant du capital social après opération*
29 mai 1989	Augmentation de capital (conversion de 3 112 titres participatifs)	0	12 448	12 448	3 112 000	311 200	3 423 200	27 985 200	12 448	27 997 648	250	250	6 999 412 000
31 mai 1990	Augmentation de capital (conversion de 17 088 titres participatifs)	0	68 352	68 352	17 088 000	1 708 800	18 796 800	27 985 200	80 800	28 066 000	250	250	7 016 500 000
23 mars 1992	Augmentation de capital (conversion de 337 077 titres participatifs)	0	1 348 308	1 348 308	337 077 000	33 707 700	370 784 700	27 985 200	1 429 108	29 414 308	250	250	7 353 577 000
23 juin 2000	Réduction du nominal (pour conversion en euros)	0	0	0	(3 301 883)	n.a.	n.a.	27 985 200	1 429 108	29 414 308	38	38	1 117 743 704
3 septembre 2001	Augmentation de capital (pour fusion-absorption de Biorisys et Framatome SA)	5 279 748	0	5 279 748	200 630 424	1 540 164 350	1 740 794 774	33 264 948	1 429 108	34 694 056	38	38	1 318 374 128
3 septembre 2001	Augmentation de capital (en rémunération d'apports d'actions COGEMA)	748 645	0	748 645	28 448 510	143 931 861	172 380 371	34 013 593	1 429 108	35 442 701	38	38	1 346 822 638

** En francs puis en euros à partir du 23 juin 2000.*

Le capital social n'a pas connu de modifications au cours des exercices 2002, 2003, 2004 et 2005.

3.2.3. RÉPARTITION DU CAPITAL ET DES DROITS DE VOTE D'AREVA

Au 31 décembre 2005, le capital est composé de :

- 34 013 593 actions ;
- 1 429 108 certificats d'investissement (CI) ;
- 1 429 108 certificats de droits de vote.

Outre les actions ordinaires d'AREVA, il existe des certificats d'investissement d'une part, et des certificats de droit de vote d'autre part. L'action est recomposée de plein droit par la réunion d'un certificat d'investissement et d'un certificat de droit de vote. Le CEA possède la totalité des certificats de droit de vote. Les certificats d'investissement sont cotés sur le compartiment B du marché Eurolist by Euronext™ et répartis dans le public.

Tous les titres, sauf les certificats d'investissement qui par nature sont dépourvus de droit de vote, procurent un droit de vote simple.

Les membres du Conseil de Surveillance d'AREVA, y compris les représentants du personnel salarié, disposent chacun d'une action, à l'exception de ceux nommés en tant que représentants de l'État. Les membres du Directoire ne possèdent pas d'actions.

Il n'existe pas, à la connaissance d'AREVA, d'accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de son contrôle.

Le tableau ci-dessous présente le pourcentage de capital et le pourcentage de droits de vote détenus par l'ensemble des actionnaires, des porteurs de certificats d'investissement et de certificats de droits de vote au 31 décembre 2005 :

	31 décembre 2001		31 décembre 2002		31 décembre 2003		31 décembre 2004		31 décembre 2005	
	% capital	% droits de vote	% capital	% droits de vote	% capital	% droits de vote	% capital	% droits de vote	% capital	% droits de vote
CEA	78,96	82,99*	78,96	82,99*	78,96	82,99*	78,96	82,99*	78,96	82,99*
État	5,19	5,19	5,19	5,19	5,19	5,19	5,19	5,19	5,19	5,19
Caisse des Dépôts et Consignations	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59	3,59
Erap	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21
EDF	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42
Framépargne (salariés)	1,58	1,58	1,18**	1,18**	1,06**	1,06**	0,86**	0,86**	0,79**	0,79**
Calyon	-	-	0,40**	0,40**	0,52**	0,52**	0,72**	0,72**	0,79**	0,79**
Société Total	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Porteurs de CI (public)	4,03	-	4,03	-	4,03	-	4,03	-	4,03	-
Membres du Conseil de Surveillance	Non significatif	Non significatif	Non significatif	Non significatif	Non significatif	Non significatif	Non significatif	Non significatif	Non significatif	Non significatif
Total	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**

** La différence entre le pourcentage de capital et le pourcentage de droits de vote détenus par le CEA dans AREVA s'explique par la détention de la totalité des certificats de droits de vote par le CEA.*

*** La banque Crédit Agricole Indosuez, devenue Calyon, a conclu avec Framépargne une garantie de liquidité aux termes de laquelle elle s'est engagée à acquérir les actions AREVA détenues par le FCPE Framépargne que ce dernier se trouverait obligé de vendre pour satisfaire les demandes de rachat de parts lorsqu'il ne dispose pas de liquidité suffisante. La mise en jeu de cette garantie de liquidité a entraîné à partir de juillet 2002 le rachat par Calyon d'une partie des actions AREVA.*

3.2.4. ACTIONS EN AUTOCONTRÔLE

AREVA ne détient pas d'actions en autocontrôle, que ce soit en direct, en son nom ou par l'intermédiaire de ses filiales.

3.2.5. FORME DES ACTIONS, DES CERTIFICATS D'INVESTISSEMENT ET DES CERTIFICATS DE DROIT DE VOTE (ARTICLE 11 DES STATUTS)

Sous la condition suspensive de leur admission aux négociations sur un marché réglementé, les actions d'AREVA et/ou les certificats d'investissement sont au gré de l'ayant droit sous la forme nominative ou au porteur. L'ensemble de ces titres fait l'objet d'une inscription en compte dans les conditions prévues par la réglementation en vigueur.

Sous réserve de l'admission aux négociations sur un marché réglementé de titres conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans les Assemblées d'Actionnaires d'AREVA, celle-ci pourra, en vue de l'identification des détenteurs de titres, demander à tout moment, conformément aux dispositions légales prévues en la matière, à l'organisme chargé de la compensation des titres, le nom (ou, s'il s'agit d'une personne morale, la dénomination), la nationalité, l'année de naissance (ou, s'il s'agit d'une personne morale, l'année de constitution) et l'adresse des détenteurs de ces titres, ainsi que la quantité de titres détenue par chacun d'eux et, le cas échéant, les restrictions dont les titres peuvent être frappés.

Les certificats de droit de vote sont obligatoirement nominatifs.

3.2.6. TRANSMISSION DES ACTIONS, DES CERTIFICATS D'INVESTISSEMENT ET DES CERTIFICATS DE DROIT DE VOTE (ARTICLE 12 DES STATUTS)

1. La cession des actions et des certificats d'investissement s'opérera par virement de compte à compte. Si les actions ou les certificats d'investissement ne sont pas entièrement libérés, l'ordre de mouvement doit être signé en outre par le cessionnaire. Les frais de transfert, s'il en existe, sont à la charge de l'acquéreur.

2. La cession à des tiers d'actions de la Société non admises sur un marché réglementé, à quelque titre que ce soit, alors même qu'elle ne porterait que sur la nue-propriété ou l'usufruit, est soumise à l'approbation préalable du Conseil de Surveillance dans les formes et les conditions ci-après :

   a) la demande d'agrément indiquant les nom, prénoms et adresse du cessionnaire, le nombre des actions dont la cession est envisagée et le prix offert, est notifiée à la Société par lettre recommandée avec avis de réception ;

   b) si l'agrément est accordé, la Société doit le notifier au cédant par lettre recommandée avec avis de réception. Toutefois, à défaut de cette notification dans les trois mois de la demande, celle-ci est considérée comme ayant été agréée ;

   c) si le Conseil de Surveillance n'agrée pas le cessionnaire, et si le cédant ne renonce pas à la cession projetée, la Société est tenue, dans les délais légaux, de faire acquérir les actions par un tiers ou par la Société elle-même en vue d'une réduction de capital ; si, à l'expiration du délai prévu à l'alinéa précédent, l'achat n'est pas réalisé, l'agrément est considéré comme donné. Toutefois, ce délai peut être prolongé par décision de justice à la demande de la Société ;

   d) à défaut d'accord entre les parties et dans tous les cas de cession visés ci-dessus, le prix des actions est déterminé par voie d'expertise, dans les conditions prévues à l'article 1843-4 du Code civil.

3. Les certificats d'investissement sont librement cessibles.

Un certificat de droit de vote ne peut être cédé que s'il est accompagné d'un certificat d'investissement ou si le cessionnaire est titulaire d'un certificat d'investissement ; la cession ainsi réalisée entraîne la reconstitution définitive d'une action.

3.2.7. DROITS ET OBLIGATIONS ATTACHÉS AUX ACTIONS, AUX CERTIFICATS D'INVESTISSEMENT ET AUX CERTIFICATS DE DROIT DE VOTE (ARTICLE 14 DES STATUTS)

La possession d'une action ou d'un certificat d'investissement ou d'un certificat de droit de vote emporte de plein droit adhésion aux statuts de la Société et aux résolutions régulièrement adoptées par toutes ses Assemblées Générales.

Les droits et obligations attachés à l'action, au certificat d'investissement et au certificat de droit de vote suivent les titres quel qu'en soit le propriétaire.

Le Commissariat à l'Énergie Atomique ne dispose pas, en sa qualité de principal actionnaire d'AREVA, de droits spécifiques attachés aux actions ou certificats de droit de vote qu'il détient.

3.2.8. NANTISSEMENT

Les actions et les certificats d'investissement d'AREVA ne font l'objet d'aucun nantissement.

Il en est de même pour les actions des filiales du Groupe détenues par AREVA qui ne font l'objet d'aucun nantissement.

Aucun actif significatif détenu par AREVA ne fait l'objet d'un nantissement.

3.2.9. FRANCHISSEMENT DE SEUIL

À la date du dépôt du présent document de référence, il n'existe pas de seuils statuaires dont le franchissement donne lieu à une quelconque obligation de déclaration autre que celle prescrite par la loi.

3.3. Marché des certificats d'investissement d'AREVA

3.3.1. PLACE DE COTATION

Le certificat d'investissement est coté sur le compartiment B du marché Eurolist by Euronext™ sous le code EUROCLEAR 004540972 et le code ISIN FR 0004275832.

3.3.2. SERVICE DU TITRE

Le service du titre est assuré par :
CACEIS CT
14, rue Rouget de Lisle
92160 Issy-les-Moulineaux Cedex 9
Tél. : +33 1 43 23 23 18
Fax : +33 1 43 23 24 11
email : actionnariat.ge@caceis.com

3.3.3. DONNÉES HISTORIQUES

Le tableau suivant présente l'évolution du cours du certificat d'investissement et les volumes échangés depuis janvier 2003

2003

(en euros)	Cours le plus haut*	Cours le plus bas*	Volume des transactions	Capitaux échangés
Janvier	150,0	134,2	96 171	14 030 000
Février	137,6	126,0	59 654	7 874 000
Mars	149,5	126,0	40 132	5 386 000
Avril	168,5	137,3	53 489	7 895 000
Mai	188,0	158,0	61 966	10 673 000
Juin	183,9	167,3	61 216	11 017 000
Juillet	177,7	165,0	39 301	6 785 000
Août	185,1	171,6	38 115	6 932 000
Septembre	193,9	180,1	93 271	17 432 000
Octobre	195,8	184,5	42 713	8 204 000
Novembre	194,4	187,6	37 075	7 127 000
Décembre	208,3	190,1	55 545	10 958 000

2004

(en euros)	Cours le plus haut*	Cours le plus bas*	Volume des transactions	Capitaux échangés
Janvier	224,0	200,1	98 264	20 905 200
Février	223,5	213,5	185 570	40 450 200
Mars	223,0	206,0	147 326	31 649 800
Avril	239,5	211,5	213 363	48 462 200
Mai	225,9	197,2	214 308	45 101 900
Juin	234,0	217,0	89 527	20 280 400
Juillet	245,0	226,8	179 425	42 381 700
Août	260,0	231,0	102 902	25 295 400
Septembre	302,6	251,0	275 848	76 340 800
Octobre	297,3	271,0	181 019	51 292 100
Novembre	295,0	273,0	173 545	49 385 800
Décembre	335,0	293,0	132 491	41 301 900

2005

(en euros)	Cours le plus haut*	Cours le plus bas*	Volume des transactions	Capitaux échangés
Janvier	339,5	305,0	123 980	39 990 600
Février	379,0	299,0	399 299	130 365 600
Mars	395,0	315,0	288 326	101 341 300
Avril	350,0	301,0	152 017	49 526 656
Mai	336,0	302,5	121 854	39 187 668
Juin	369,0	325,6	104 834	36 619 044
Juillet	395,7	353,0	121 648	46 224 508
Août	400,0	334,1	66 793	25 121 602
Septembre	472,0	372,0	131 664	56 717 980
Octobre	443,5	365,0	137 112	55 404 036
Novembre	409,0	373,3	71 269	27 927 086
Décembre	412,0	372,2	118 269	46 755 504

2006

(en euros)	Cours le plus haut*	Cours le plus bas*	Volume des transactions	Capitaux échangés
Janvier	474,0	403,0	108 905	48 526 342
Février	562,0	466,0	126 476	63 346 962
Mars	598,0	500,0	139 666	75 517 521

Source : Reuters.

** Cours intraday.*

Depuis la création d'AREVA, le 3 septembre 2001, jusqu'au 17 mars 2006, le cours du certificat d'investissement a progressé de 262 % et a surperformé le CAC 40 qui a gagné 11 % sur la même période. L'indice EuroStoxx50 a quant à lui évolué de 3 % sur la même période.

Sur l'année 2005, le certificat d'investissement affiche une croissance de 22 %, à comparer à la croissance du CAC 40 de 22 % et à la croissance de l'indice européen EuroStoxx 50 de 21 %. La liquidité du certificat d'investissement a fortement augmenté avec une moyenne quotidienne d'échanges de 7 127 titres en 2005 contre 7 697 en 2004 et 2 653 en 2003. En valeur, les échanges quotidiens moyens se sont élevés à 2 542 000 euros en 2005 contre 1 902 000 euros en 2004 et 447 000 euros en 2003.

3.4. Dividendes

3.4.1. PAIEMENT DES DIVIDENDES (ARTICLE 49 DES STATUTS)

Le paiement des dividendes se fait annuellement à l'époque et aux lieux fixés par l'Assemblée Générale ou, à défaut, par le Directoire dans le délai maximal de neuf mois à compter de la clôture de l'exercice.

Les dividendes régulièrement perçus ne peuvent être l'objet de répétition. Ceux non touchés dans les cinq ans de la date de mise en paiement sont prescrits au profit de l'État.

3.4.2. DIVIDENDES DES DERNIERS EXERCICES

(en euros)	Dividende	Avoir fiscal	Revenu réel
Exercice 2000	22,85	11,42	34,27
Exercice 2001	6,20	3,10	9,30
Exercice 2001 (dividende exceptionnel)	12,28	6,14	18,48
Exercice 2002	6,20	3,10	9,30
Exercice 2003	6,20	3,10	9,30
Exercice 2004	9,59	-	9,59
Exercice 2005*	9,87	-	9,87

** Proposé par le Directoire à l'Assemblée Générale Ordinaire du 2 mai 2006.*

3.4.3. POLITIQUE DE DIVIDENDES

Aucune politique de distribution de dividendes n'a été établie à ce jour.

Le montant du dividende versé annuellement est fixé avec les représentants de l'État français et du CEA, majoritaires dans le capital du Groupe. Au titre de l'exercice 2005, le Conseil de Surveillance proposera à l'Assemblée Générale Ordinaire des Actionnaires du 2 mai 2006 un dividende de 9,87 euros par action et par certificat d'investissement, contre 9,59 euros au titre de l'exercice précédent.

Le dividende de 9,87 euros correspond à un taux de distribution de 33,3 % du résultat net part du Groupe et sera mis en paiement le 30 juin 2006. Les taux de distribution se sont élevés à 92 % en 2002, 57 % en 2003 et 80 % en 2004 du résultat net consolidé part du Groupe. Ces taux ne sont pas représentatifs de ce que pourrait être la future politique de dividende du Groupe.

3.5. Organigramme juridique du groupe AREVA

"À partir du 1er mars 2006, toutes les filiales de premier rang du groupe AREVA prennent une nouvelle identité. COGEMA adopte le nom commercial AREVA NC, Framatome ANP celui d'AREVA NP et Technicatome celui d'AREVA TA. Les filiales de second rang et les établissements ayant COGEMA ou Framatome ANP dans leur dénomination en France et à l'étranger sont également concernés. Cette harmonisation est l'aboutissement de la dynamique d'intégration commencée lors de la création du Groupe en septembre 2001. Cette démarche a permis de faire d'AREVA un expert mondial unique et reconnu capable d'apporter à ses clients des solutions pour produire l'énergie sans CO_2 et acheminer l'électricité. L'objectif aujourd'hui est de renforcer la visibilité de son offre globale, accompagner le développement international, afficher avec davantage de force la solidarité du Groupe en interne et être encore plus attractif dans la recherche de nouveaux talents."*

** La filiale du Groupe consacrée aux activités de Transmission et Distribution d'électricité conserve le nom AREVA T&D.*

La structure simplifiée du Groupe se présente de la façon suivante au 31 mars 2006 :

** EURODIF SA : participation directe et indirecte via Sofidif.*

*** Participation significative mais ne donnant pas lieu à consolidation*

3.6. Participations

Les participations significatives du groupe AREVA sont les suivantes à ce jour :

STMicroelectronics NV

- Pourcentage de détention indirecte, via holdings : 10,94 %.
- Activité : STMicroelectronics se positionne parmi les plus grandes entreprises mondiales de semi-conducteurs. Elle a réalisé un chiffre d'affaires en 2005 de 8 882 millions de dollars américains.
- Historique de la participation du groupe AREVA : le laboratoire du CEA, le LETI a collaboré dès sa création avec STMicroelectronics pour le développement de la technologie applicable aux circuits intégrés. En 1993, STMicroelectronics était contrôlée paritairement par, d'une part, la société italienne STET et des actionnaires publics italiens et, d'autre part, la société Thomson-CSF. STMicroelectronics, alors dans une situation financière difficile, a été recapitalisée par une structure française, FT1CI, créée conjointement par CEA-Industrie (devenue AREVA) et France Télécom (qui est sortie du capital de FT1CI depuis août 2005), et qui détient la participation dans STMicroelectronics par l'intermédiaire de sociétés holdings communes avec des italiens, STMicroelectronics Holding NV et STMicroelectronics Holding II BV. STMicroelectronics Holding II BV a été l'actionnaire majoritaire et demeure aujourd'hui l'actionnaire de référence de STMicroelectronics avec 27,60 % du capital.
- Consolidation : mise en équivalence (le Groupe consolide par mise en équivalence la totalité du pourcentage détenu par FT1CI, soit 10,94 %.
- Places de cotation : compartiment A d'Eurolist by Euronext™, New York Stock Exchange et Milan.
- Capitalisation boursière au 31 décembre 2005 : 16 341 millions de dollars américains (13 763 millions d'euros).

Eramet

- Pourcentage de détention : 26,25 % du capital et 30,83 % des droits de vote.
- Activité : Eramet est un groupe minier et métallurgique qui produit des métaux non ferreux, des aciers spéciaux à hautes performances et des alliages. Eramet a réalisé au 31 décembre 2005 un chiffre d'affaires de 2 712 millions d'euros.
- Historique de la participation du groupe AREVA : dans le cadre de la réorganisation des participations minières de l'État, il a été envisagé de procéder à une recomposition de la représentation publique au sein de l'actionnariat d'Eramet. Cette recomposition a été réalisée en particulier par l'échange de titres Eramet détenus par l'Erap et représentant 22,5 % du capital d'Eramet contre des titres AREVA NC, et le rachat par AREVA NC des titres Eramet détenus par le BRGM et représentant 1,5 % du capital d'Eramet ; AREVA NC a apporté ses titres à une structure ad hoc, Biorysis, qui a été absorbée par AREVA par fusion-absorption avec effet le 4 septembre 2001.
- Consolidation : mise en équivalence.
- Place de cotation : compartiment A d'Eurolist by Euronext™.
- Capitalisation boursière au 31 décembre 2005 : 2 088 millions d'euros.

Safran

- Pourcentage de détention : 7,40 % du capital et 12,50 % des droits de vote détenus par AREVA NC, filiale dont 0,06 % du capital et 0,04 % des droits de vote sont détenus par le biais de COGERAP (société de gestion de portefeuille), filiale d'AREVA.
- Activité : Safran est un groupe de haute technologie opérant dans deux branches : la communication et la défense. Deuxième groupe français de télécommunications, troisième groupe européen en électronique de défense et de sécurité, Safran a réalisé en 2005 un chiffre d'affaires de 8 692 millions d'euros.
- Historique de la participation du groupe AREVA : AREVA NC détenait une participation à hauteur de 5,10 % du capital de Sagem. Suite à la fusion-absorption de Coficem (dont le groupe avait racheté 20 % en 2002) par Sagem en décembre 2003, la participation du groupe AREVA dans Sagem a été augmentée mécaniquement pour atteindre environ 17,40 % du capital. La participation du groupe AREVA a ensuite été diluée lors de la fusion-absorption de Snecma par Sagem qui a donné naissance à Safran en mai 2005.
- Consolidation : cette participation ne donne pas lieu à consolidation et apparaît au 31 décembre 2005, pour sa valeur de marché, en "Titres Disponibles à la vente" au sein des "Autres actifs financiers non courants" du bilan.
- Place de cotation : compartiment A d'Eurolist by Euronext™.
- Capitalisation boursière au 31 décembre 2005 : 8 424 millions d'euros.

Suez

- Pourcentage de détention : 27 627 000 titres représentant, au 31 décembre 2005, 2,2 % du capital et 2,0 % des droits de vote.
- Activité : groupe industriel international et de services, Suez conçoit des solutions durables et innovantes dans la gestion de services d'utilité publique en tant que partenaire des collectivités, des entreprises et des particuliers dans l'électricité, le gaz, les services à l'énergie, l'eau et la propreté.
- Historique de la participation du groupe AREVA : le groupe détient depuis les années 1997-1998, au sein de son portefeuille dédié à la couverture des opérations de fin de cycle, une participation dans SUEZ. La valeur de marché de cette ligne a atteint en 2005 plus de 500 millions d'euros, avant l'augmentation de capital réalisée par Suez, soit plus de 20 % de la valeur totale du portefeuille. A l'issue de l'Offre Publique Combinée déposée par Suez sur sa filiale Electrabel, et de l'augmentation de capital avec droits préférentiels de souscription préalable, à laquelle AREVA a souscrit, le Groupe a maintenu sa part de détention du capital à 2,2 %. Pour des raisons d'équilibre du portefeuille dédié, le Groupe a choisi de sortir la ligne Suez de ce portefeuille, la remplaçant par de la trésorerie réinvestie sur d'autres supports.
- Consolidation : cette participation ne donne pas lieu à une consolidation et apparaît au 31 décembre 2005, pour sa valeur de marché, en "Titres Disponibles à la vente" au sein des "Autres actifs financiers non courants" du bilan.
- Places de cotation : Euronext™ Paris (indice CAC 40), Euronext™ Brussels (indice BEL 20), New York Stock Exchange, SWX (Zurich) et Bourse de Luxembourg..
- Capitalisation boursière au 31 décembre 2005 : 33 421 millions d'euros.

3.7. Pactes d'actionnaires

Les pactes d'actionnaires relatifs à AREVA sont décrits au paragraphe 3.7.1. ci-après et les principaux pactes d'actionnaires relatifs aux sociétés dans lesquelles le Groupe possède des participations significatives sont décrits au paragraphe 3.7.2. ci-après.

3.7.1. PACTES D'ACTIONNAIRES AU NIVEAU D'AREVA

À l'exception des protocoles décrits ci-après aux paragraphes 3.7.1.1. et 3.7.1.2., il n'existe pas, à la connaissance d'AREVA, de convention comportant des clauses préférentielles de cession portant sur les certificats d'investissement ou sur au moins 0,5 % du capital ou des droits de vote d'AREVA.

3.7.1.1. Protocole d'accord entre la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA)

Aux termes d'un accord conclu le 28 décembre 2001, la CDC et le CEA sont convenus notamment qu'en cas d'admission d'AREVA aux négociations sur un marché réglementé par cession de titres AREVA détenus par le CEA, le CEA s'engage à ce que la CDC puisse, si elle le désire, vendre dans l'opération de mise sur le marché un nombre de titres AREVA égal à celui mis en vente par le CEA. Le CEA s'est par ailleurs engagé à faire ses meilleurs efforts pour permettre à la CDC de vendre ses titres dans le cas où cette dernière souhaiterait se retirer du capital d'AREVA et dans certaines circonstances spécifiques, en particulier dans le cas où (i) les actions d'AREVA ne seraient pas admises aux négociations sur un marché réglementé le 31 décembre 2004, (ii) les actions d'une filiale importante d'AREVA (autre que FCI, cédée par AREVA le 3 novembre 2005), dont AREVA détient plus de la moitié du capital et des droits de vote, viendraient à être admises aux négociations sur un marché réglementé en France, (iii) le CEA viendrait à ne plus détenir une participation majoritaire en capital ou en droits de vote dans AREVA. La CDC n'a pas souhaité céder sa participation dans le capital d'AREVA et reste à ce jour actionnaire d'AREVA à hauteur de 3,59 % du capital.

3.7.1.2. Protocole d'accord entre Total Chimie, Total Nucléaire, AREVA et AREVA NC

Aux termes de protocoles d'accord séparés en date du 27 juin 2001, Total Chimie et Total Nucléaire ont convenu de céder au CEA les 5/6e de leur participation dans AREVA NC et d'apporter à AREVA (anciennement dénommée CEA-Industrie), préalablement à l'apport scission et à la fusion réalisés en septembre 2001 par décision prise en Assemblée Générale Mixte, les titres qu'ils détiendraient encore. Cette cession et cet apport sont intervenus en septembre 2001.

Ce protocole prévoit également l'engagement de Total Chimie et de Total Nucléaire de conserver leurs titres AREVA obtenus en contrepartie de leurs apports jusqu'à l'admission des actions d'AREVA aux négociations sur un marché réglementé. À défaut d'une telle admission le 30 septembre 2004 au plus tard, dans l'hypothèse où Total Chimie ou Total Nucléaire voudrait mettre fin à sa présence dans le capital d'AREVA, Total Chimie, Total Nucléaire et AREVA se sont engagés à faire leurs meilleurs efforts pour que la cession de la participation de Total Chimie ou de Total Nucléaire soit effectuée dans les meilleurs délais et dans des conditions acceptables pour les parties. À ce jour, Total Chimie et Total Nucléaire n'ont pas souhaité sortir du capital social d'AREVA.

3.7.2. PRINCIPAUX PACTES D'ACTIONNAIRES RELATIFS AUX PARTICIPATIONS D'AREVA

Les principaux pactes d'actionnaires relatifs aux participations d'AREVA sont les suivants :

AREVA NP

Un protocole d'accord entre Framatome SA (absorbée depuis par AREVA) et Siemens AG a été conclu en juillet 2000 afin d'arrêter les conditions d'un regroupement de leurs activités nucléaires dans la société AREVA NP. L'apport effectif des activités de Siemens AG à AREVA NP est intervenu en deux temps : le 30 janvier 2001 pour les activités allemandes et le 19 mars 2001 pour les activités américaines.

Cet apport a été complété par un apport en numéraire de Siemens AG à AREVA NP afin de permettre à Siemens AG de détenir 34 % du capital de AREVA NP. Les activités nucléaires de Siemens ont été intégrées en 2001 environ pour moitié dans le Pôle Amont et pour moitié dans le Pôle Réacteurs et Services d'AREVA.

AREVA NP est une société par actions simplifiée administrée par un Président nommé par un Comité des Directeurs composé de six membres, nommés par les actionnaires à la majorité simple, pour une durée de cinq ans.

Les statuts de AREVA NP prévoient une inaliénabilité des actions de la société à l'égard des tiers pendant une période de dix ans à compter du 30 janvier 2001, sauf accord unanime des actionnaires. À l'issue de cette période d'inaliénabilité, toute cession d'actions par un des actionnaires au profit de tiers sera soumise à un droit de préemption et à l'agrément préalable des autres actionnaires de la société.

Le pacte d'actionnaires conclu le 30 janvier 2001 entre Framatome SA (désormais absorbée par AREVA) et Siemens AG prévoit une clause de "put & call" (options de vente et d'achat), selon laquelle Siemens AG aura le droit d'exercer son option de vente (obligeant AREVA à acquérir toutes les actions AREVA NP détenues par Siemens AG) et selon laquelle AREVA aura en parallèle le droit d'exercer son option d'achat (obligeant Siemens AG à lui vendre toutes ses actions dans AREVA NP). Ces options pourront être exercées par les parties dans les cas suivants :

- en cas de désaccord manifeste et définitif des parties sur certaines décisions relevant de la compétence du Comité des Directeurs (notamment l'agrément des nouveaux actionnaires de la société ou la nomination du Président de la société) ;
- en cas de désaccord manifeste et définitif portant sur une modification des statuts de AREVA NP ou du pacte d'actionnaires ;
- en cas de désapprobation par Siemens AG et à défaut d'accord avec AREVA du business plan de la société ou de ses comptes sociaux pendant deux années consécutives.

Ces options peuvent également être exercées en cas de prise de contrôle de l'une des parties par un concurrent, ou en cas de changement de contrôle de l'une des parties entraînant une baisse significative de la valeur de marché de AREVA NP.

Enfin, les parties peuvent également résilier le pacte d'actionnaires et lever ces options, au plus tôt, le 11e anniversaire de la conclusion du pacte – soit le 30 janvier 2012 – ou ultérieurement à chaque date anniversaire du pacte. À compter de chacune de ces dates, l'exercice par Siemens AG de son "put" et par AREVA de son "call" impliquera le respect d'un préavis de trois ans.

Aux termes du pacte, à défaut d'accord entre les parties, le prix des actions à céder dans le cas d'exercice des options de vente ou d'achat visées ci-dessus sera fixé à dire d'expert selon les modalités prévues par le pacte.

EURODIF

Protocole relatif à la création d'EURODIF

Aux termes d'un protocole d'accord en date du 9 octobre 1973 signé entre le CEA et le Comitato Nazionale per l'Energia Nucleare (Italie), l'AGIP Nucleare, l'Enusa (Empressa Nacional del Uranio) (Espagne), l'AB Atomenergi (Suède), Synatom et le Centre d'Étude de l'Énergie Nucléaire (Belgique), il a été décidé de constituer une société commune (société anonyme à Directoire et Conseil de Surveillance) dénommée EURODIF pour les études et recherches dans le domaine de l'enrichissement par diffusion gazeuse, ainsi que la réalisation et l'exploitation d'usines et la commercialisation d'uranium enrichi.

Le capital de cette société était principalement détenu par le CEA, les autres actionnaires étant minoritaires. La participation du CEA a été apportée à AREVA NC lors de sa création en 1976. AREVA NC détient à ce jour, directement et indirectement via Sofidif, 59,6 % du capital d'EURODIF.

À ce jour, sont actionnaires d'EURODIF :

- AREVA NC : (44,65 %)
- Sofidif : (25 %)
- Synatom : (11,11 %)
- Enusa : (11,11 %)
- Enea : (8,13 %)

Aux termes d'un avenant au protocole d'accord précité, en date du 6 décembre 1996, les actionnaires minoritaires Enea, Enusa et Synatom, d'une part, et AREVA NC (précédemment COGEMA), d'autre part, ont convenu de la mise en place d'une option de vente exerçable par ces actionnaires minoritaires sur AREVA NC et d'une option d'achat exerçable par AREVA NC sur ces actionnaires minoritaires.

Les périodes d'exercice pour ces options étaient les mois de juillet 2001 et de juillet 2004.

Aucune des parties n'a exercé son option.

Protocole relatif à la création de Sofidif

La France et l'Iran, dans le cadre d'un accord intergouvernemental pour la coopération dans le domaine de l'enrichissement, ont conclu un protocole en 1974.

Ce protocole a conduit à la création de la société Sofidif.

En vertu des accords en vigueur, le capital de Sofidif est détenu à hauteur de 40,4 % par un actionnaire iranien, OEAI (Organisation de l'Énergie Atomique de l'Iran). Le reste du capital, soit 59,6 %, est détenu par AREVA NC.

Le seul actif de Sofidif consiste en une participation de 25 % dans la société EURODIF. L'activité de Sofidif est limitée à participer aux travaux du Conseil de Surveillance d'EURODIF, à recevoir sa part des dividendes distribués par EURODIF et en assurer la redistribution à ses propres actionnaires.

AREVA TA

Protocole du 28 décembre 1993 sur Cedec

CEA-Industrie (devenue AREVA) a conclu, le 28 décembre 1993, un protocole avec DCN International (DCN-I) ayant pour objet de créer une société commune, dénommée Cedec, appelée à détenir 65,10 % de la société AREVA TA.

A ce jour, Cedec est contrôlée à 90,14 % par AREVA et 9,86 % par DCN-I.

Le protocole du 28 décembre 1993 prévoit notamment un droit de préemption réciproque entre les parties en cas de cession de leurs actions. En cas de non exercice du droit de préemption, toute cession d'actions au profit de tiers est soumise à une procédure d'agrément préalable par le Conseil d'Administration statuant à la majorité des deux tiers. Ce pacte prévoit également que le Conseil d'Administration de Cedec soit composé de sept membres, dont quatre nommés sur proposition d'AREVA et trois sur proposition de DCN-I.

Protocole du 12 mars 1993 sur AREVA TA

AREVA TA est détenue à 24,89 % par AREVA, à 65,01 % par Cedec et le solde des actions, soit 10 %, est détenu par le groupe EDF.

Un protocole d'accord portant sur l'évolution de l'actionnariat de AREVA TA a été conclu entre CEA-Industrie (AREVA), Framatome (devenue filiale d'AREVA) et DCN-I le 12 mars 1993, lequel a été modifié par lettre signée en mars 1993 et par avenant signé entre Cedec (venue aux droits et obligations de DCN-I) et AREVA NP le 5 octobre 2000.

Ce protocole d'accord prévoit notamment que le Conseil d'Administration de AREVA TA est composé de quinze membres dont cinq élus par les salariés conformément à la loi du 26 juillet 1983 de démocratisation du secteur public, les autres administrateurs étant nommés sur proposition de Cedec (six membres), AREVA (trois membres) et EDF (un membre). Le Président du Conseil d'Administration est nommé par le Conseil d'Administration après concertation des parties et sur proposition de Cedec, faite avec l'accord d'AREVA. Certaines décisions du Conseil d'Administration (telles que notamment : l'arrêté des comptes annuels, les augmentations et réductions de capital, les modifications des statuts, les prises ou cessions de participations, l'agrément de nouveaux actionnaires, les autorisations des conventions réglementées, les investissements pour un montant supérieur à 1,5 million d'euros, etc.) nécessitent un vote à la

majorité des deux tiers, étant précisé que, pour ces décisions, l'accord exprès des administrateurs proposés par Cedec et AREVA devra avoir été recueilli.

Au cas où le groupe EDF souhaiterait céder tout ou partie de sa participation dans AREVA TA, AREVA bénéficie vis-à-vis des autres parties (Cedec) de la priorité pour acquérir cette participation à des conditions déterminées d'un commun accord.

Dans l'hypothèse où Cedec ou AREVA envisagerait la cession de tout ou partie de leurs actions ou droits dans AREVA TA, Cedec et AREVA se sont engagées réciproquement et de manière irrévocable à en proposer prioritairement l'acquisition à l'autre actionnaire (sauf dans l'hypothèse d'une cession d'actions par AREVA au CEA).

Il est en outre prévu que si le CEA vient à détenir moins de 51 % d'AREVA, le CEA reprendrait les actions Cedec ou AREVA TA détenues par AREVA (soit 90,14 % du capital social de Cedec, ou 83,56 % du capital social de AREVA TA).

ETC

Dans le but de coopérer dans le domaine de la technologie de l'enrichissement d'uranium par centrifugation, un accord a été signé le 24 novembre 2003 entre AREVA, la société Urenco et ses actionnaires pour l'acquisition par AREVA de 50 % des actions de la société Enrichment Technology Company Ltd (ETC) qui regroupe l'ensemble des activités d'Urenco dans le domaine de la conception et de la construction d'équipements et d'installations d'enrichissement de l'uranium par centrifugation ainsi que des activités de recherche et développement y afférentes.

Cette acquisition a été soumise aux autorités européennes de la concurrence qui ont donné leur accord officiel le 6 octobre 2004. Toutefois devaient intervenir, au plus tard avant le 5 juillet 2006, sauf prolongation de ce délai, la signature et la ratification du traité quadripartite intergouvernemental entre l'Allemagne, les Pays-Bas, le Royaume-Uni et la France pour que cet accord puisse être mis en œuvre. À ce jour, toutes les ratifications du traité ont été obtenues, à l'exception de celle des Pays-Bas.

ETC sera le véhicule exclusif d'Urenco et d'AREVA dans le domaine de la technologie de l'enrichissement d'uranium par centrifugation.

A compter de la réalisation de l'acquisition par AREVA de 50 % des actions d'ETC, un pacte d'actionnaires définira les relations entre AREVA et URENCO dans ETC, notamment concernant la composition du Conseil d'Administration (Board of Directors), les prises de décisions requérant l'unanimité des administrateurs présents et des restrictions aux cessions des titres ETC.

Eramet

(société cotée, voir section 3.6.)

La participation d'AREVA dans Eramet fait l'objet d'un pacte d'actionnaires en date du 17 juin 1999 conclu à l'origine entre les sociétés Sorame, CEIR et l'Erap et les actionnaires de Sorame. La participation de l'ERAP dans Eramet a été apportée à AREVA NC le 1er décembre 1999, puis à CEA-Industrie (devenue AREVA) le 4 septembre 2001. AREVA a ainsi été substituée dans les droits et obligations initiaux de l'ERAP. Au titre de ce pacte, AREVA agit de concert avec les sociétés Sorame et CEIR et détient de concert le contrôle d'Eramet. Ce pacte expire le 30 juin 2006 et se prorogera ensuite par tacite reconduction pour des périodes d'une année, à défaut de dénonciation un mois avant l'expiration de la période en cours. Ce pacte d'actionnaires prévoit notamment (i) la répartition des quinze sièges du Conseil d'Administration d'Eramet, étant précisé que AREVA bénéficie de la possibilité de demander la nomination en qualité d'administrateur de trois personnes proposées par elle ainsi que de deux personnes qualifiées proposées par elle en considération de leur compétence et de leur indépendance vis-à-vis d'AREVA et d'Eramet et (ii) un droit réciproque de premier refus sur toute cession d'actions Eramet par l'une des parties portant sur un bloc d'au moins 25 000 actions ou sur toute cession d'actions par l'une des parties, en une ou en plusieurs fois sur une période de 12 mois, pour un prix global de 7,5 millions d'euros.

Ce pacte a fait l'objet de plusieurs décisions du Conseil des marchés financiers (décisions n° 199C1045 du 3 août 1999, n° 199C2064 du 29 décembre 1999, n° 201C0921 du 25 juillet 2001 et n° 201C1140 du 12 septembre 2001).

Au titre de sa déclaration d'intention en date du 12 septembre 2001, AREVA a précisé qu'elle n'augmentera pas sa participation dans Eramet, en capital et en droits de vote, de plus de 2 % au cours d'un même exercice social et ne franchira pas le seuil de 33,32 % du capital d'Eramet, sauf en cas d'exercice du droit de premier refus ou de l'option d'achat dont bénéficie AREVA au titre du pacte.

FT1CI

Depuis la sortie de France Télécom du capital de STMicroelectronics en août 2005 et de FT1CI en septembre 2005, celle-ci est une holding détenue à 100 % par AREVA, et détenant 39,6 % en intérêts de STMicroelectronics Holding N.V. (STH), dont les 60,4 % restants sont détenus par Finmeccanica et Cassa Depositi e Prestiti. STH détient 100 % de STMicroelectronics Holding II B.V. (STH II), qui détient elle-même 27,6 % de STMicroelectronics.

STMicroelectronics

(société cotée, voir section 3.6.)

STMicroelectronics ("STM") fait l'objet d'un pacte entre AREVA, France Télécom, FT1CI et Finmeccanica, actionnaires indirects par l'intermédiaire des sociétés STMicroelectronics Holding N.V. et STMicroelectronics Holding II B.V. (ci-après, ensemble, "STH") (1). Cet accord permet d'établir des règles entre les quatre parties et a été renouvelé le 17 mars 2004. Ce renouvellement vise à améliorer la liquidité de leurs participations indirectes dans la société, et à préserver un actionnariat stable et équilibré afin de favoriser le développement de la société ainsi que son indépendance. Il permet de préserver un contrôle paritaire franco-italien, indépendamment des intérêts économiques dans STH résultant des opérations de monétisation.

En décembre 2004, Finmeccanica a cédé une partie de sa participation indirecte dans STM à Cassa Depositi e Prestiti, qui a adhéré au pacte d'actionnaires susvisé en date du 23 décembre 2004. Depuis août 2005, France Télécom n'est plus partie à ce pacte.

Le pacte prévoit également des dispositions anti-offre publique dont l'activation permet l'émission d'actions préférentielles au bénéfice de STH.

Il prévoit principalement :

- la poursuite d'une gouvernance paritaire franco-italienne, avec une représentation égale des deux parties au sein du Conseil de Surveillance, conditionnée au maintien d'une participation minimale en droits de vote de STM,
- la simplification de la cession des participations indirectes détenues par les parties dans STM,
- la possibilité d'acquérir des actions STM supplémentaires dans certaines circonstances.

1. Structure actuelle de détention

Les participations indirectes d'AREVA, Finmeccanica et Cassa Depositi e Prestiti dans STM, détenues par l'intermédiaire de STH, sont au 31 décembre 2005, respectivement, de 10,9 %, 6,6 % et 10,1 %. La participation indirecte d'AREVA est détenue par FT1CI. STH est détenue à parité par FT1CI, d'une part (la "Partie Française"), et par Finmeccanica et Cassa Depositi e Prestiti, d'autre part (la "Partie Italienne").

Au sein de ces participations 20 000 000 actions STM, parmi celles détenues indirectement par Finmeccanica, sont des actions sous-jacentes d'obligations échangeables émises par Finmeccanica et 23 000 000 autres sont prêtées par Finmeccanica à des banques dans le cadre d'opérations de hedging.

2. Gouvernance

La gouvernance de STM restera exercée de façon paritaire entre la "Partie Française" et la "Partie Italienne" pendant une période de quatre ans à compter de la signature du nouveau pacte d'actionnaires, soit à compter du 17 mars 2004, sous réserve que chacune des deux parties détienne indirectement à tout moment au moins 9,5 % (soit au moins 19 % pour les deux parties réunies) des droits de vote de STM (en prenant en compte les actions STM sous-jacentes d'instruments échangeables émis par chacune des parties, tant que les droits de vote correspondant auxdites actions restent détenus par STH).

Pendant cette période, les deux parties proposeront à l'Assemblée Générale des Actionnaires la nomination d'un nombre identique de représentants au Conseil de Surveillance de STM et toutes les décisions importantes concernant STM nécessiteront l'accord unanime des deux parties.

Si la participation de l'une des deux parties vient à descendre en dessous du seuil de 9,5 % des droits de vote de STM en raison d'une augmentation de capital de STM ou de l'échange d'instruments échangeables, cette partie aura le droit de faire acquérir par STH des actions STM de manière à augmenter sa participation indirecte jusqu'à hauteur de 9,5 %.

Si chacune des deux parties a maintenu sa participation indirecte au-dessus du seuil de 9,5 % des droits de vote de STM jusqu'à la fin de la période de quatre ans, la gouvernance restera exercée de façon paritaire, dans les mêmes conditions, à compter de la fin de ladite période, sous la seule condition du maintien de la participation indirecte en droits de vote des deux parties d'au moins 47,5 % des droits de vote détenus par STH dans STM.

Si la participation de l'une des deux parties est inférieure au seuil de 47,5 % avant l'expiration de la période de quatre ans, cette partie aura le droit de faire acquérir par STH des actions STM de manière à rétablir l'équilibre entre les participations des parties.

Si la participation indirecte de l'une des deux parties vient à descendre en dessous du seuil de 9,5 % des droits de vote de STM (pendant la période initiale de quatre ans) ou en dessous du seuil de 47,5 % des droits de vote détenus par STH dans STM (après l'expiration de ladite période de quatre ans), la gouvernance cessera d'être exercée de façon paritaire. Toutefois, la partie minoritaire disposera d'un droit de veto sur certaines décisions spécifiques, sous réserve que sa participation indirecte dépasse certains seuils.

(1) STMicroelectronics Holding N.V. détient 100 % du capital de STMicroelectronics Holding II B.V. qui détient 27,60 % du capital de STMicroelectronics.

3. Cession d'actions STM

Chacune des parties au pacte d'actionnaires a le droit de faire céder par STH sa participation indirecte dans STM, sous réserve de l'application d'un droit de premier refus et d'un droit de sortie conjointe de l'autre partie. Toutefois, le droit de premier refus ne s'applique (entre autres conditions) qu'aux transferts d'actions ayant pour effet que la partie cédante détienne une participation inférieure à 7 % du capital de STM.

Ces cessions d'actions STM peuvent notamment être mises en œuvre par l'émission d'instruments financiers échangeables en actions STM, par l'intermédiaire d'equity swaps ou structure finance deal. En cas d'émission de titres échangeables, le droit de sortie conjointe et, s'il est applicable, le droit de premier refus, s'appliquent à la date d'émission des instruments échangeables. Si tout ou partie des instruments financiers n'a pas encore été échangé à la date à laquelle ils ne sont plus échangeables en actions STM, la partie concernée pourra faire céder par STH les actions STM correspondantes sans que l'autre partie ne bénéficie du droit de premier refus ou du droit de sortie conjointe. Ces restrictions sont notamment applicables aux actions STM sous-jacentes des obligations échangeables émises par Finmeccanica, si celles-ci restent non échangées.

4. Acquisition d'actions STM

En cas d'offre hostile ou d'opération similaire sur les titres de STM, les parties bénéficient par ailleurs des dispositions d'un "option agreement" conclu par STM et STH, dont l'exercice permet à STH, sous réserve de l'accord préalable du Conseil de Surveillance de STM, d'acquérir des actions préférentielles de STM jusqu'à 50 % des droits de vote de STM plus une action. La mise en œuvre de l'"option agreement" est conditionnée à la détention d'un certain pourcentage des droits de vote de STM qui, conformément au nouveau pacte, a été réduit de 30 % à 19 %.

Sous la condition qu'un tiers, agissant seul ou de concert, détienne une participation de plus de 2 % du capital de STM ou annonce son intention de prendre le contrôle de STM, chaque partie aura le droit d'augmenter sa participation indirecte dans STM, par l'acquisition d'actions STM par STH. Cette acquisition sera soumise au droit de veto de l'autre partie, tant que la gouvernance de STM restera exercée de façon paritaire (sauf en cas d'offre publique hostile visant STM). Toutefois, si cette acquisition fait l'objet d'un veto, chacune des parties disposera du droit d'acquérir directement (sans passer par l'intermédiaire de STH) le même nombre d'actions STM.

Si une telle acquisition directe a lieu, la partie concernée s'engage à exercer les droits de vote correspondant auxdites actions de façon conforme au vote émis par STH au sein de STM.

Safran

(société cotée, voir section 3.6.)

Le 12 décembre 2003, BNP Paribas, Club Sagem et AREVA NC, ont signé un pacte d'actionnaires qui est entré en vigueur le 18 décembre 2003 à l'issue de la fusion-absorption par Sagem de Coficem (société holding de rachat par ses salariés de Sagem). L'objectif des parties était d'accompagner Sagem dans la période de transition suivant l'opération de fusion-absorption.

Ce pacte prévoit en particulier que :

- BNP Paribas et AREVA NC s'interdisent d'apporter leurs titres dans le cadre d'une offre publique portant sur les titres de Safran qui n'aurait pas reçu l'aval du Conseil de Surveillance de Safran.
- Les parties se consentent réciproquement un droit de préemption (avec faculté de substitution) en cas de transfert de titres à un ou plusieurs tiers portant sur au moins 0,1 % des droits de vote de la société après fusion. Toutefois, ce droit de préemption ne s'appliquera pas dans le cadre d'une offre publique d'acquisition ou d'échange portant sur les titres de la société.

Le pacte d'actionnaires demeure en vigueur jusqu'au 18 décembre 2008.

4 RENSEIGNEMENTS CONCERNANT L'ACTIVITÉ, L'ÉVOLUTION ET LES PERSPECTIVES D'AVENIR DE LA SOCIÉTÉ

4.1. Présentation générale du Groupe et de sa stratégie 34
4.1.1. Présentation générale 34
4.1.2. Stratégie 36
4.1.3. Historique du groupe AREVA 38
4.1.4. Organisation opérationnelle 41

4.2. Les marchés du Nucléaire et de la Transmission & Distribution 42
4.2.1. Contexte énergétique global 42
4.2.2. Place du nucléaire dans la production d'électricité 43
4.2.3. Contexte et enjeux régionaux de la transmission & distribution d'électricité 51

4.3. Les métiers de l'énergie du groupe AREVA 53
4.3.1. Le nucléaire dans le groupe AREVA 53
4.3.2. Les activités de transmission & distribution d'électricité du Groupe 56

4.4. Pôle Amont 57
4.4.1. Business Unit Mines 60
4.4.2. Business Unit Chimie 79
4.4.3. Business Unit Enrichissement 82
4.4.4. Business Unit Combustible 86

4.5. Pôle Réacteurs et Services 93
4.5.1. Business Unit Réacteurs 96
4.5.2. Business Unit Équipements 101
4.5.3. Business Unit Services Nucléaires 105
4.5.4. Business Unit AREVA TA 108
4.5.5. Business Unit Mesures Nucléaires 110
4.5.6. Business Unit Conseil et Systèmes d'information 112
4.6. Pôle Aval 114
4.6.1. Business Units "Traitement" et "Recyclage" 117
4.6.2. Business Unit Logistique 122
4.6.3. Business Unit Assainissement 124
4.6.4. Business Unit Ingénierie 126
4.7. Pôle Transmission & Distribution 128
4.7.1. Business Unit Produits 133
4.7.2. Business Unit Systèmes 136
4.7.3. Business Unit Automation 138
4.7.4. Business Unit Services 140
4.8. Contrats importants 142
4.9. Les principaux sites du Groupe 146
4.10. Les clients et les fournisseurs d'AREVA 158
4.10.1. Les clients d'AREVA 158
4.10.2. Les fournisseurs d'AREVA 160
4.11. Ressources humaines 161
4.12. Développement durable et progrès continu 162
4.13. Politique d'investissement 163
4.14. Politique de Recherche et Développement, propriété intellectuelle et marques 165
4.14.1. Recherche et Développement 165
4.14.2. Propriété intellectuelle et marques 170
4.15. Risques et assurances 171
4.15.1. Organisation générale en matière de gestion et de maîtrise des risques 171
4.15.2. Gestion des risques liés aux activités nucléaires du Groupe 172
4.15.3. Facteurs de risques 181
4.15.4. Risques de marché 190
4.15.5. Litiges et procédures judiciaires 193
4.15.6. Couverture des risques et assurances 197

4.1. Présentation générale du Groupe et de sa stratégie

4.1.1. PRÉSENTATION GÉNÉRALE

Le groupe AREVA est un leader mondial des solutions pour la production d'énergie sans CO_2 et l'acheminement d'électricité. En 2005, son chiffre d'affaires consolidé s'est élevé à 10,125 milliards d'euros et son résultat net part du Groupe à 1 049 millions d'euros. Il emploie plus de 58 000 personnes avec une présence industrielle dans près de 40 pays.

Le métier principal du groupe AREVA est l'énergie. Le Groupe est le numéro un mondial de l'énergie nucléaire, et le numéro trois mondial de la transmission et la distribution d'électricité. Il est le seul groupe présent sur l'ensemble du cycle nucléaire. Les clients du Groupe incluent les électriciens parmi les plus importants du monde, avec lesquels AREVA exerce une large part de son activité sur la base de contrats à moyen/long terme. Les métiers du Groupe sont illustrés par le schéma suivant :

Les métiers du Groupe

Les activités du Groupe dans le secteur de l'énergie s'articulent autour de quatre grands pôles, dont les trois premiers relèvent du nucléaire :

- **Le Pôle Amont représente 26 % du chiffre d'affaires consolidé 2005 d'AREVA,** soit 2 631 millions d'euros, et regroupe les activités liées à l'exploration et l'exploitation des mines d'uranium, à la conversion et l'enrichissement de l'uranium ainsi qu'à la conception et la fabrication du combustible nucléaire. AREVA est le numéro un mondial de l'amont du cycle nucléaire et dispose d'un portefeuille diversifié d'exploitations minières (Canada, Kazakhstan et Niger), ainsi que d'implantations industrielles de premier plan principalement en Europe (France, Allemagne et Belgique) et en Amérique du Nord (États-Unis).

- **Le Pôle Réacteurs et Services représente 23 % du chiffre d'affaires consolidé 2005 d'AREVA,** soit 2 348 millions d'euros, et regroupe les activités de conception et de construction de réacteurs nucléaires ainsi que des produits et services nécessaires à la maintenance, au fonctionnement, à la modernisation et à l'amélioration des capacités des centrales nucléaires. AREVA est le premier constructeur mondial de réacteurs nucléaires (en puissance installée) et le leader du marché de remplacement des équipements lourds pour les centrales nucléaires. L'ensemble des activités récurrentes du Pôle représente environ 85 % de son activité totale. À partir d'une base historique très forte en France et en Allemagne, tant en ingénierie qu'en production industrielle, le Pôle a réussi son implantation aux États-Unis où il est le leader sur le marché des composants lourds et des services. Le Groupe est actuellement le seul constructeur de centrales nucléaires à avoir obtenu un contrat pour la construction d'un réacteur de troisième génération (EPR – cf. Lexique).

- **Le Pôle Aval représente 19 % du chiffre d'affaires consolidé 2005 d'AREVA,** soit 1 921 millions d'euros, et regroupe les activités de traitement et de recyclage des combustibles après leur utilisation dans les centrales nucléaires ainsi que des services de logistique, d'ingénierie et d'assainissement. AREVA est le numéro un mondial de l'aval du cycle nucléaire, proposant toutes les options de gestion des combustibles usés, que ce soit en cycle "ouvert" (entreposage à sec) ou en cycle "fermé" (traitement et recyclage). Le Groupe déploie ses activités au profit de clients principalement européens et a conclu des contrats de transfert de technologie au Japon et aux États-Unis dans le cadre des travaux préalables aux solutions de fin de cycle.

- **Le Pôle Transmission & Distribution représente 32 % du chiffre d'affaires consolidé 2005 d'AREVA,** soit 3 212 millions d'euros et regroupe les activités de production, d'installation et de maintenance des équipements et systèmes pour la transmission et la distribution d'électricité en haute et moyenne tension. Le Pôle Transmission & Dstribution, l'un des seuls acteurs globaux de transmission et distribution d'électricité, est le numéro trois mondial du secteur. Le Groupe bénéficie d'une présence mondiale avec 61 sites industriels répartis dans 20 pays et d'une forte expertise technologique, en particulier dans le domaine de la haute tension.

La présence du Groupe sur l'ensemble des activités nucléaires est un atout important. Le Groupe est le seul acteur à pouvoir intervenir chez ses clients à chaque étape de la chaîne de valeur (fourniture de matières nucléaires et de combustibles, équipements et services, et solutions pour recycler et entreposer le combustible usé) et répondre à leurs demandes de solutions globales, dans le respect des règles fondamentales de sûreté.

Le Groupe dispose d'une maîtrise technologique reconnue sur l'ensemble de la chaîne nucléaire, fondée sur 30 ans de recherche et de retour d'expérience et sur un réseau de plus de 1 500 chercheurs, qui lui confère un avantage concurrentiel important et constitue une forte barrière à l'entrée, notamment dans les réacteurs de nouvelle génération et dans l'aval du cycle du combustible.

AREVA développe ses activités essentiellement en Europe, en Amérique et en Asie dans une logique de développement durable soucieuse d'une croissance rentable et responsable de ses activités dans le plus grand respect des valeurs sociales. Ainsi, les activités nucléaires du Groupe sont exercées uniquement dans les pays signataires de l'intégralité du Traité de Non-Prolifération qui implique notamment un contrôle permanent de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA).

AREVA bénéficie également d'un socle d'activités offrant une forte visibilité. Dans les pôles nucléaires qui représentent près de 70 % de son chiffre d'affaires, le Groupe exerce une large part de son activité sur la base de contrats à moyen/long terme ou de services récurrents. Le Pôle Transmission & Distribution dispose également d'une bonne visibilité sur son activité grâce à un carnet de commandes contractées auprès de clients très diversifiés et attachés à maintenir une relation de long terme.

AREVA exerce ses activités sur le marché porteur de l'énergie. En effet, la consommation mondiale d'électricité est vouée à une croissance structurelle en raison, notamment, du développement économique soutenu de nombreux pays émergents, en particulier de la Chine et de l'Inde. Dans ce contexte, AREVA considère que l'énergie nucléaire, 15 % de la production mondiale d'électricité en 2005 (source : Nucleonics Week, complétée par des estimations AREVA), produite à des prix compétitifs, peu sensible au coût des matières premières et sans les effets néfastes des émissions de CO_2, constituera une composante incontournable du mix énergétique dans les années à venir.

En conséquence, le parc des réacteurs électronucléaires est appelé à être renouvelé, voire accru à moyen et long terme, et en tout cas à connaître des opérations de modernisation ou d'augmentation de puissance, comme cela est déjà le cas aux États-Unis par exemple. Ainsi, la Finlande et la France ont décidé la construction d'un EPR et la Chine a lancé plusieurs appels d'offres pour l'extension de son parc de centrales nucléaires. Au-delà de l'activité de construction et de modernisation de réacteurs qui profiterait directement aux activités du Pôle Réacteurs et Services, le renouvellement et l'extension de la base installée dans le monde devraient représenter une source de croissance pour le reste des activités nucléaires du Groupe (des Pôles Amont et Aval). De même, les réseaux de transmission et de distribution d'électricité devraient être modernisés ou renouvelés. Ils devront également être interconnectés, en raison de l'ouverture des marchés, et développés en lien avec la croissance des moyens de production d'électricité.

AREVA dispose donc, grâce à sa présence sur les zones où les capacités de production sont appelées à croître, de l'expérience et des atouts pour répondre aux principaux enjeux de ses clients électriciens : la production d'énergie à un coût compétitif et sans impact climatique négatif (absence de rejet de gaz à effet de serre – CO_2) et l'acheminement de l'électricité.

Il est rappelé qu'AREVA a cédé au fonds d'investissement Bain Capital la société FCI, holding de son pôle connectique jugé non stratégique par le Groupe. Cette société a été déconsolidée de façon rétroactive au 1er janvier 2005.

4.1.2. STRATÉGIE

Le Groupe s'est donné pour mission de permettre au plus grand nombre d'avoir accès à une énergie toujours plus propre, plus sûre et plus économique. Dans ce but, il propose à ses clients des solutions et des technologies destinées à la production d'énergie sans CO_2 et à l'acheminement de l'électricité. Grâce à son positionnement sur ces deux métiers clés, AREVA est au cœur des enjeux stratégiques de ses clients, les électriciens. La croissance structurelle des besoins mondiaux en énergie, et particulièrement en électricité, devrait profiter équitablement à ces deux métiers. La conviction du Groupe est que le nucléaire – aux côtés de sources renouvelables – est une solution incontournable pour répondre aux défis énergétiques et environnementaux de la planète.

La stratégie de développement d'AREVA vise à conforter ou développer ses positions de premier plan mondial et s'articule autour de plusieurs axes :

- **Poursuivre sa dynamique de numéro un mondial du nucléaire et atteindre un tiers du marché mondial à l'horizon 2010 avec une marge opérationnelle à deux chiffres :**
  - Capitaliser sur son modèle intégré et ses positions sur l'ensemble des métiers du nucléaire, permettant d'offrir des solutions globales aux électriciens. Ces solutions ont pour objectif d'optimiser la performance des infrastructures énergétiques tout au long de leur cycle de vie, dans le respect des règles fondamentales de sûreté.
  - Consolider sa position de leader dans l'amont du cycle en renouvelant les outils industriels et en accroissant les ressources minières grâce à des efforts d'exploration intensifiés.
  - Prendre des parts de marché significatives dans la construction de nouvelles centrales par une promotion mondiale de l'EPR, seul réacteur de troisième génération en cours de construction dans le monde, en s'appuyant sur des partenariats et en renforçant des compétences locales d'ingénierie, notamment en Amérique du Nord et en Asie.
  - Contribuer à la mise en place de solutions nationales optimisées pour la gestion des combustibles usés, en particulier aux États-Unis et au Japon où le Groupe fournit déjà des solutions.
  - Maintenir un leadership par le renouvellement des compétences et le développement de nouvelles technologies, en particulier dans les réacteurs et les cycles des combustibles de future génération.
  - Capitaliser sur l'historique solide en matière de sûreté, de sécurité et de prévention des risques.
- **Accélérer le développement du Pôle Transmission & Distribution afin de devenir d'ici 2010 un des leaders les plus rentables du secteur :**
  - Mener à bien le plan d'optimisation 2004-2007. Ce plan de redéploiement industriel et d'amélioration de la profitabilité est articulé autour de quatre principaux leviers : contrôle et centralisation accrue des achats, amélioration des processus, redéploiement de l'outil industriel et optimisation du portefeuille d'activités. Il vise à restaurer la performance financière du Pôle Transmission & Distribution au niveau des acteurs les plus performants du secteur à l'horizon 2007.
  - Assurer une croissance rentable, notamment avec des investissements ciblés dans les zones en forte expansion telles que la Chine, l'Inde et les pays du golfe.
  - Analyser les opportunités de croissance externe potentielles dans le cadre d'un marché en consolidation.
- **Étudier les opportunités de croissance autour des énergies renouvelables pour lesquelles le Groupe perçoit une forte complémentarité avec ses autres métiers.** Avec le nucléaire, elles répondent aux mêmes enjeux de faible contribution aux émissions de gaz à effet de serre et d'indépendance énergétique. Elles nécessitent aussi de fortes interactions avec le déploiement des infrastructures de transmission et de distribution. Trois axes de développement ont été identifiés dans ce domaine :
  - L'éolien, dans lequel le Groupe a acquis, en 2005, 21 % de la société allemande REpower et qu'il souhaite accompagner dans son développement.
  - La biomasse, où AREVA dispose déjà d'une activité d'EPC (Engineering-Procurement-Construction) qu'il entend développer en acquérant ses propres technologies de combustion.
  - La pile à combustible de moyenne puissance pour environnements confinés ou décentralisés, particulièrement dans l'industrie ou les transports.
- **Renforcer sa présence internationale de manière équilibrée en confortant le tripode Europe, Amérique du Nord et Asie.** Le Groupe privilégie d'abord la croissance interne, notamment au travers d'efforts constants d'investissements et d'innovation au service des clients. Le Groupe entend également se renforcer par des acquisitions ciblées ou des partenariats avec des acteurs régionaux afin d'accélérer la pénétration des marchés clés. L'intégration des métiers de la transmission et de la distribution permet à AREVA de compléter son offre et de renforcer sa proximité stratégique avec l'ensemble des énergéticiens mondiaux. Elle élargit ainsi le champ de compétences du Groupe et lui permet de développer son portefeuille clients ainsi que sa présence internationale.

- **Promouvoir le développement durable comme valeur centrale du Groupe, clé de son excellence opérationnelle.** À travers le programme AREVA Way, le Groupe intègre le développement durable dans ses modes de management, pour l'ensemble de ses activités. Le programme inclut la mise en œuvre d'une méthodologie qui permet à chaque unité d'autoévaluer sa performance par rapport aux engagements de développement durable d'AREVA, en matières économique, sociale et environnementale. Chaque unité se fixe ainsi des plans de progrès, en cohérence avec les objectifs stratégiques du Groupe, qui sont révisés périodiquement avec la Direction Générale.

- **Maintenir une structure financière solide et des cash-flows élevés :**
  - La politique du Groupe est de maintenir la robustesse de son bilan. Elle est un gage de sécurité auprès de ses clients et rend possible la conclusion de grands contrats, notamment dans le cadre de la vente de nouveaux réacteurs. Elle est également nécessaire au bon exercice des activités du Groupe et au financement de ses investissements futurs.
  - AREVA a provisionné ses passifs de fin de cycle et constitué un portefeuille financier dédié, dès à présent dimensionné pour financer l'intégralité des dépenses estimées de fin de cycle à leur échéance. Un comité spécifique du Conseil de Surveillance est chargé de suivre l'évolution du portefeuille d'actifs dédiés et la couverture des charges futures.
  - Un niveau de cash-flows opérationnels élevés et récurrents permet à la fois de financer les investissements et de créer de la valeur pour les actionnaires. Dans cette perspective, le Groupe entend poursuivre des efforts constants de productivité et une forte visibilité sur son activité.

4.1.3. HISTORIQUE DU GROUPE AREVA

Le groupe AREVA a été créé le 3 septembre 2001, lors du rapprochement de deux acteurs majeurs du secteur de l'énergie nucléaire détenus majoritairement (directement et indirectement) par la société CEA-Industrie (ancien nom d'AREVA) :

- COGEMA (Compagnie Générale des Matières Nucléaires), créée en 1976 pour reprendre l'essentiel des activités de l'ancienne direction de la production du CEA : exploitation minière, enrichissement de l'uranium et traitement des combustibles usés.
- Framatome, créée en 1958, est un des leaders mondiaux de la conception et de la construction de centrales nucléaires, du combustible nucléaire ainsi que de la fourniture des services associés à ces activités. Framatome a créé en 2001 avec Siemens AG la société Framatome ANP (détenue à hauteur de 66 % par Framatome et 34 % par Siemens) pour fusionner les activités nucléaires des deux groupes.

Avant ce rapprochement, le groupe CEA-Industrie était organisé comme l'illustre l'organigramme ci-dessous :

Structure du groupe CEA-Industrie, début 2001

L'objectif de la création d'AREVA était de constituer un groupe industriel, leader mondial dans ses métiers, et de simplifier son organisation pour permettre :

- d'assurer une présence globale sur tous les métiers du cycle du nucléaire et de développer des stratégies cohérentes vis-à-vis de ses grands clients ;
- de bénéficier d'une base de clients élargie pour l'ensemble de son offre de produits et services dans le nucléaire ;
- de maîtriser ses coûts, en mutualisant les achats et une partie des charges de structure, et
- d'optimiser la gestion de ses ressources financières.

Cette restructuration a été réalisée par le biais d'opérations d'apport et de fusion qui ont permis la constitution du groupe AREVA, la structure du Groupe étant, après ladite restructuration, la suivante :

Structure du groupe AREVA immédiatement après les opérations de restructuration de 2001

** Consolidation par mise en équivalence – les pourcentages sont exprimés en pourcentages de détention.*

(1) État, EDF, Framépargne.

(2) Total, CDC, Erap.

(3) COGEMA a pour nom commercial depuis mars 2006 AREVA NC et Framatome ANP a pour nom commercial depuis mars 2006 AREVA NP.

AREVA a ainsi été créée à partir de la structure juridique de CEA Industrie et a conservé le bénéfice de la cotation sur le marché d'Euronext Paris S.A. d'une partie du capital de cette dernière sous la forme de certificats d'investissement.

Principaux faits marquants intervenus depuis la création d'AREVA en 2001 :

2002

- Acquisition de Duke Engineering & Services, société d'ingénierie et de services nucléaires aux États-Unis.
- Sélection par le gouvernement américain de la technologie d'AREVA pour recycler sous forme de combustibles MOX (cf. Lexique) ses stocks excédentaires de plutonium d'origine militaire.

2003

- Conclusion d'un accord avec Urenco qui devrait permettre à AREVA d'accéder à la technologie d'enrichissement d'uranium la plus performante au monde : la centrifugation gazeuse.
- Pour la réalisation de son nouveau réacteur, l'électricien finlandais TVO choisit l'EPR d'AREVA.
- Cession de la division MAI (Military Aerospace Industrial) du Pôle Connectique à AXA Private Equity, participant au recentrage de l'activité.

2004

- Acquisition de la Division Transmission & Distribution. Le 9 janvier 2004, le groupe AREVA a signé avec le groupe Alstom l'accord définitif d'acquisition de ses activités transmission & distribution (T&D). Cette opération a reçu l'aval de la Commission européenne et des autres autorités de la concurrence concernées. Cette opération est entièrement financée sur les fonds propres du Groupe. En intégrant Transmission & Distribution, AREVA renforce son positionnement stratégique dans les métiers de l'énergie et élargit son offre.
- EDF décide la construction à Flamanville d'un réacteur de troisième génération EPR (conception AREVA). Pour EDF, il s'agit d'une tête de série pour permettre à terme le renouvellement du parc nucléaire français.
- Prise de contrôle de la société Katco au Kazakhstan (exploitation de minerais d'uranium) qui devrait apporter au Groupe environ 30 000 tonnes de ressources supplémentaires d'uranium.

2005

- Frédéric Lemoine a été élu Président du Conseil de Surveillance d'AREVA, en remplacement de Philippe Pontet.
- Création par AREVA et Constellation Energy de "UniStar Nuclear", société commune pour le lancement de la commercialisation du réacteur de nouvelle génération. AREVA et Constellation Energy unissent leurs forces pour l'avenir de l'énergie nucléaire aux États-Unis en proposant un cadre innovant de développement de l'EPR aux États-Unis.
- L'électricien TVO a officiellement posé la "première pierre" de son réacteur de troisième génération EPR, sur le site d'Olkiluoto en Finlande.
- Cession de la filiale connectique FCI à Bain Capital. La plus-value de cession de FCI a un impact positif sur le résultat net consolidé 2005 du groupe AREVA de 528 millions d'euros et représente un apport de trésorerie de 853 millions d'euros.
- Acquisition de 21,1 % du capital du fabricant allemand d'éoliennes REpower. La société compte 558 collaborateurs et a réalisé en 2004 un chiffre d'affaires de 301 millions d'euros. Cette opération renforce le positionnement stratégique d'AREVA sur la production d'énergie sans CO_2 et l'acheminement d'électricité. REpower offre des synergies commerciales et industrielles avec le Pôle Transmission & Distribution d'AREVA.

2006

- Changement de nom commercial pour toutes les filiales de 1er rang sous le nom AREVA. COGEMA adopte le nom commercial AREVA NC, Framatome ANP celui de AREVA NP et Technicatome celui de AREVA TA. AREVA T&D ne change pas de dénomination. Cette harmonisation est l'aboutissement logique de la dynamique d'intégration commencée en septembre 2001 lors de la création d'AREVA et a pour objectif d'optimiser les dépenses contribuant à la visibilité du Groupe. AREVA devient la marque unique de communication.

4.1.4. ORGANISATION OPÉRATIONNELLE

Le groupe AREVA est organisé en 19 "Business Units" regroupées en quatre pôles (Pôle Amont, Pôle Réacteurs et Services, Pôle Aval, Pôle Transmission & Distribution).

L'organisation de la direction du groupe AREVA (au 1er avril 2006), cohérente avec les différents marchés auxquels le Groupe apporte ses produits et ses services, est la suivante, étant précisé que l'organisation juridique du Groupe est décrite à la section 3.5.

DIRECTOIRE

Comité exécutif

Anne Lauvergeon*
Présidente du Directoire d'AREVA, Président-Directeur Général d'AREVA NC

Gérald Arbola*
Membre du Directoire, Directeur financier d'AREVA

Didier Benedetti*
Membre du Directoire, Directeur Général délégué d'AREVA NC

Philippe Vivien
Directeur des ressources humaines d'AREVA

Philippe Guillemot
Président-Directeur Général d'AREVA T&D

Vincent Maurel*
Membre du Directoire, Président d'AREVA NP

DIRECTIONS CORPORATE

Gérald Arbola	Finance
Marc Andolenko	Audit
Alain Bucaille	Recherche et Innovation
Patrick Champalaune	Achats
Yves Coupin	Développement Durable et Progrès Continu
Guillaume Dureau	Stratégie
Jean-Jacques Gautrot	International et Marketing
Bernard de Gouttes	Juridique
Jacques-Emmanuel Saulnier	Communication
Benoît Tiers	Systèmes d'Information
Philippe Vivien	Ressources Humaines

ÉNERGIE

PÔLE AMONT

Mines (1)
Chimie (1)
Enrichissement (1)
R. Autebert

Combustible (2)
C. Jaouen

PÔLE RÉACTEURS ET SERVICES

Réacteurs (2)
X. Jacob

Équipements (2)
B. Durrande

Services nucléaires (2)
J. Pijselman

Mesures nucléaires (1)
Conseil et systèmes d'information (1)
D. Hertzog

AREVA TA
D. Mockly

PÔLE AVAL

Traitement (1)
Recyclage (1)
Logistique (1)
J. Besnainou

Assainissement (1)
Ingénierie (1)
D. Hertzog

PÔLE TRANSMISSION & DISTRIBUTION

Produits
M. Vassoille

Services
M. Bennour

Systèmes
K. Augonnet

Automation
L. Demortier

** Membres du Directoire.*
(1) Business Units de AREVA NC.
(2) Business Units de AREVA NP.

4.2. Les marchés du Nucléaire et de la Transmission & Distribution

4.2.1. CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE GLOBAL

La consommation mondiale d'électricité est vouée à une croissance structurelle à long terme, portée par le développement économique, et couplée à une utilisation accrue de l'électricité.

Selon le rapport World Energy Outlook de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), publié en octobre 2004, sous la pression conjuguée de la croissance démographique et de l'accès du plus grand nombre à l'énergie, la consommation d'énergie primaire dans le monde est passée de 6 Gtep (milliards de tonnes équivalent pétrole/tep[1]) en 1973 à 10 Gtep en 2001 et devrait atteindre 16,3 Gtep en 2030, soit une croissance moyenne en volume de 1,7 % par an sur la période 2001-2030. Selon ce rapport, les pays en voie de développement seraient à l'origine des deux tiers des nouveaux besoins et les énergies fossiles (pétrole, gaz et charbon) devraient couvrir près de 85 % de la demande énergétique. Certains facteurs pourraient infléchir ces hypothèses, notamment l'évolution démographique, la disponibilité des énergies fossiles et la politique des gouvernements en matière d'économie d'énergie, d'utilisation d'énergie nucléaire et de réduction des gaz à effet de serre.

L'estimation de la production électrique mondiale est pour 2005 de 18 340 TWh contre 5 217 TWh en 1971. La croissance par rapport à 2004 est de 6 %, ce qui est très supérieur à la croissance annuelle moyenne en volume de 3,8 % entre 1971 et 2005. Les régions particulièrement en hausse sont l'Asie-Pacifique (+ 8,8 %), l'Amérique du Nord (+ 4,2 %) et l'Afrique-Moyen Orient (+ 4,5 %), alors que l'Europe (+ 2,4 %) et l'Amérique du Sud (+ 3,6 %) progressent à un rythme moins élevé. Si la consommation moyenne d'électricité par personne était d'environ 6 000 kWh dans les pays de l'OCDE contre moins de 1 000 kWh dans les autres pays en 1990, ces niveaux devraient atteindre à horizon 2030, sur la base d'une hypothèse de croissance du PIB mondial de l'ordre de 3 %, 10 000 kWh environ dans les pays de l'OCDE et 2 000 kWh dans les autres pays. Ceci implique que la croissance mondiale électrique devrait se maintenir à un rythme moyen annuel proche de 2,5 % par an sur la période 2001-2030 selon l'AIE.

Toujours selon ce même organisme, les investissements dans l'électricité sur cette période sont estimés à 10 000 milliards de dollars avec 4 400 milliards affectés à la production (installation de 4 600 GWe pour renouveler le parc électrogène et suivre l'augmentation de la consommation) et 5 600 milliards à l'acheminement (les réseaux de transmission et distribution devraient passer de 3,5 à 7,2 millions de km).

En outre, la libéralisation croissante du marché de l'énergie devrait accroître l'interdépendance des marchés électriques. Le marché de l'électricité devient un marché de plus en plus régional qui nécessite des capacités supplémentaires d'interconnexion entre réseaux électriques pour améliorer leur efficience. L'interconnexion des réseaux est, en effet, une façon d'ajuster les écarts ponctuels entre consommation et production sans entretenir de capacités inutiles, et donc en réduisant les coûts sans pénaliser l'utilisateur final.

On note enfin une forte augmentation des prix des énergies fossiles (charbon, pétrole et gaz) au cours des quatre dernières années. Sur la période 2002-2005, les tensions géopolitiques, mais surtout la demande accrue constatée dans les pays en fort développement comme la Chine, ont contribué à la hausse importante des prix constatée sur les énergies fossiles (hausses d'environ 130 % pour le charbon, 110 % pour le pétrole, 120 % pour le gaz en Europe et 230 % aux États-Unis), tirant les prix de l'électricité à la hausse avec en outre une forte volatilité. Dans l'Union européenne, l'indice IEEE (Enerpresse) est passé de 24 €/MWh en 2002 à plus de 40 €/MWh en 2005.

Évolution du prix de l'électricité 2003-2005 en Europe et aux États-Unis

Source : Platts pour les prix européens (price forward) et PJM pour les prix américains.

4.2.2. PLACE DU NUCLÉAIRE DANS LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

4.2.2.1. Historique du nucléaire dans la production d'électricité

Les premiers programmes nucléaires de production d'électricité ont débuté au milieu des années 1960 aux États-Unis et au début des années 1970 en Europe. Les craintes d'une raréfaction des énergies fossiles dans les années 1970 et la volonté d'un certain nombre d'États de réduire leur dépendance énergétique ont conduit ces derniers à se lancer dans le développement du nucléaire. Les années 70 et 80 ont ainsi connu une forte montée en puissance de ces programmes comme l'illustre le schéma ci-dessous.

Évolution de la production électronucléaire 1978-2005 (en TWh)

Sources : AIE/OCDE (1990), Nucleonics Week (1995-2005), AREVA.

Cette forte montée en puissance s'est ralentie avec les craintes de l'opinion publique sur le nucléaire à la suite des accidents de Three Mile Island en 1979 et surtout de Tchernobyl en 1986.

Ainsi, si 399 réacteurs ont été construits sur la période 1970-1990, la capacité installée n'a crû que de 1,2 % par an sur la période 1989-2005. Le développement du parc en Europe de l'Est et en Asie a pris le relais des vastes programmes initiés à l'origine en Amérique du Nord et en Europe Occidentale. On constate cependant que la production électronucléaire a continué à croître de 2,1 % par an en moyenne sur la période 1989-2004, notamment grâce aux progrès réalisés sur la productivité des réacteurs existants. Ainsi, le taux d'utilisation moyen des centrales dans le monde est passé de 67 % de la capacité maximum de production du parc installé en 1989 à plus de 80 % à fin 2005.

La production électronucléaire 2005 est estimée à 2 754 TWh, en augmentation de 0,4 % par rapport à 2004, ce qui est nettement moins rapide que l'augmentation de la production d'électricité mondiale (5,1 %). La production électronucléaire mondiale passe donc de 16 % de l'électricité mondiale produite en 2004 à environ 15 % en 2005. Le schéma ci-dessous montre la répartition de la génération électrique mondiale au 31 décembre 2004 :

Production mondiale électrique par source

Source : World Nuclear Association (WNA), janvier 2005.

Par ailleurs, comme le montre le tableau ci-après, l'Europe est la zone géographique où la part de production nucléaire dans la production d'énergie électrique est la plus importante :

Part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité en 2005

Zones géographiques	Production d'énergie nucléaire en 2005	Production d'énergie nucléaire/ Production d'énergie électrique en 2005
Europe (y compris CEI)	1 256 TWh	24,5 %
Amériques	938 TWh	15,4 %
Asie-Pacifique	547 TWh	9,2 %
Afrique et Moyen-Orient	13 TWh	1,1 %

Source : AREVA, BP 2005 et AIE.

444 réacteurs représentant 392 GWe étaient en service au 31 décembre 2005, répartis dans 31 pays parmi lesquels les principaux foyers de consommation d'énergie dans le monde. 434 réacteurs ont été exploités en 2005, représentant 385 GWe.

La base installée européenne reste prééminente (près de 50 % du parc mondial) devant l'Amérique du Nord (environ un tiers du parc).

C'est en revanche dans les pays asiatiques (Japon, Corée et maintenant la Chine) et dans une moindre mesure en CEI que se situe l'essentiel du potentiel de croissance à moyen terme (horizon 2015) du parc électronucléaire, comme illustré dans le schéma ci-dessous.

À fin 2005, 23 réacteurs sont en construction dans le monde, 39 réacteurs sont en commande ou en projet et plus de 110 sont envisagés dans les années à venir.

Répartition des réacteurs en service, en construction, en commande ou projet, et proposés dans le monde à fin 2005

Source : AREVA d'après WNA, AIEA.

Parmi ces réacteurs, on distingue principalement trois grandes familles :

- les réacteurs à eau légère, qui représentent l'essentiel du parc mondial, se subdivisent en deux groupes, les Réacteurs à Eau sous Pression (REP ou PWR en anglais) et les Réacteurs à Eau Bouillante (REB ou BWR en anglais). Ces réacteurs représentent 363 unités en service, dont 53 réacteurs russes de type VVER (REP) ;
- les réacteurs à eau lourde de conception canadienne (Candu) ne représentent que 40 réacteurs en service en 2005 ;
- les réacteurs refroidis au gaz (Magnox et AGR) représentent 22 unités en service au Royaume-Uni, et un calendrier d'arrêt a été fixé pour ces réacteurs.

Il existe enfin d'autres types de réacteurs en service comme les réacteurs russes graphite-eau légère (type RMBK) et des réacteurs à neutrons rapides.

4.2.2.2. Contexte actuel du nucléaire

Énergie et environnement

La forte croissance prévue des besoins en énergie aurait des conséquences profondes sur le changement climatique, puisqu'elle s'accompagnerait, selon l'AIE, d'une croissance de plus de 70 % des émissions en CO_2. Il s'agit là d'une des principales causes du changement climatique qui pourrait entraîner une hausse de la température comprise entre 2 et 4°C d'ici la fin du siècle selon le Groupement Intergouvernemental sur le Changement Climatique (GIEC).

Le nucléaire est une source de production électrogène de masse qui n'émet pas significativement de CO_2. Le rapport du Conseil Mondial de l'Énergie (CME) de juillet 2004 compare (cf. diagramme ci-après) les émissions associées à chaque source d'énergie en tenant compte du bilan de l'ensemble de leur cycle de production, en tonnes d'équivalent CO_2 émis par unité d'électricité produite. On y distingue le partage entre énergies carbonées (lignite, charbon,

fuel, gaz) et non-carbonées (nucléaire, renouvelables), dans un rapport minimum de 1 à 5, voire beaucoup plus en absence de dispositif de récupération du CO_2.

Émissions de CO_2 par source de production électrique

Source : AREVA d'après le Conseil Mondial de l'Énergie juillet 2004/analyse de cycle de vie de différentes sources de production d'électricité.

Les pays ayant ratifié le protocole de Kyoto se sont engagés à abaisser leurs émissions de gaz à effet de serre entre 2008 et 2012 à des niveaux inférieurs à ceux de 1990. Simultanément, l'Union européenne a mis en place un système de plafonnement des émissions de CO_2 avec échanges de permis d'émission, qui a pris effet au 1er janvier 2005. Ces dispositions donnent une valeur économique aux diminutions des rejets, avec un prix de marché supérieur à 20 €/t CO_2 au 31 décembre 2005.

Selon la brochure "Climate change" de Foratom de 2005, la production électronucléaire permet d'éviter la production d'environ 2 milliards de tonnes de CO_2 chaque année dans le monde, soit 9 % des émissions mondiales annuelles (23,6 milliards de tonnes en 2002 selon le WEO 2004). Dans l'Union européenne, tous les États ont ratifié le Protocole de Kyoto. Globalement, ils ont un objectif de réduction des gaz à effet de serre de 0,4 milliard de tonnes d'équivalent CO_2 sous le niveau de 1990 d'ici 2008-2012. Cela peut être comparé avec la quantité de CO_2 évitée par l'énergie nucléaire dans l'Union européenne, s'élevant à environ 0,7 milliard de tonnes par an. Aux États-Unis, en 2004, les centrales nucléaires américaines ont aussi permis d'éviter l'émission de 0,7 milliard de tonnes de CO_2. C'est presque autant que ce que rejettent les 58 millions de voitures du pays. L'énergie nucléaire apparaît ainsi de plus en plus comme une composante indispensable du mix énergétique.

Compétitivité des sources d'énergie

En termes de coûts, l'étude OCDE/AIE/AEN "Prévisions des coûts de production de l'électricité", mise à jour en 2005, montre que la compétitivité du nucléaire s'est améliorée depuis l'étude de 1998. Pour un taux d'actualisation de 5 %, le nucléaire est l'option en base la plus compétitive dans 12 des 13 pays qui ont utilisé cette option. Pour un taux d'actualisation de 10 %, le nucléaire reste la source d'énergie la plus compétitive dans 9 pays sur 13.

L'étude considère un taux de charge de 85 %. La durée de vie prise en compte est de 40 ans pour le nucléaire et le charbon, et de 25 à 40 ans pour le gaz. Les coûts de production incluent le démantèlement en fin de vie et le stockage des déchets.

Le nucléaire présente aussi l'avantage, contrairement à ses concurrents fossiles, d'être peu sensible à une variation du prix du combustible (DGEMP, juillet 2003 "coûts de référence de la production électrique", taux d'actualisation de 8 %). Si le coût de l'uranium passe de 20 $/livre à 40 $/livre d'$U_{308}$, le prix de l'électricité augmente de 28,4 €/MWh à 29,8 €/MWh, soit une augmentation de 5 % du prix global de l'électricité. À fin 2005, le cours de l'U_{308} atteignait 36,3 $/livre.

Compétitivité du MWh d'origine nucléaire par rapport au charbon et au gaz (en $ 2003/MWh hors coûts CO_2)

Source : étude OCDE AEN/AIE, mise à jour en 2005, taux d'actualisation 5 %.

Le rapport du Conseil Mondial de l'Énergie constate aussi, comme le montre le schéma ci-après, qu'en fonction du triple critère de compétitivité (accessibilité et disponibilité de l'énergie), de sécurité énergétique et d'impact sur l'environnement, le nucléaire apparaît avec l'hydroélectricité comme la solution comportant le plus d'avantages.

Comparaison des sources d'énergie pour la génération électrique

Source : Conseil Mondial de l'Énergie (CME), juillet 2004

4.2.2.3. Prévisions d'évolution du parc installé nucléaire

En 2005, plusieurs instituts ont produit des hypothèses sur l'évolution du parc nucléaire d'ici à 2030. Elles sont résumées dans le graphique suivant :

Prévisions d'évolution du parc de réacteurs nucléaires (en GWe net)

Sources : AIEA, World Nuclear Association, Department of Energy (USA).

En 2005, le parc nucléaire installé représente 372 GWe net (soit 392 GWe brut) avec un âge moyen de 28 ans. En supposant la durée de vie de ce parc limitée à 40 ans, il faudrait remplacer près des 3/4 de ce parc pour maintenir la puissance installée à l'horizon 2030. Compte tenu des allongements de durée de vie à 50, voire 60 ans, actuellement envisagés par de nombreux électriciens dans le monde, il faudrait remplacer environ 120 GWe net d'ici à 2030. Au total, suivant les différents scénarii, il faudra remplacer et construire de 150 à 500 GWe net d'ici 2030.

4.2.2.4. Les enjeux du marché du nucléaire dans les différentes régions du monde

La reconnaissance des avantages du nucléaire devrait d'abord se traduire par la modernisation, l'allongement de la durée de vie des réacteurs existants et leur optimisation pour en accroître la puissance disponible. Elle devrait également conduire à soutenir l'activité de construction de nouveaux réacteurs pour le renouvellement et l'extension de la base installée dans le monde, et constituer ainsi une source de croissance potentielle à long terme pour l'ensemble des activités du cycle nucléaire.

Le schéma ci-dessous illustre l'importance du tripode Europe, Amériques et Asie dans la répartition de la production d'énergie nucléaire en 2005 :

Répartition de la production 2005 d'énergie nucléaire par zone géographique

Sources : AREVA, BP 2005 et AIE.

Alors que le prix des énergies fossiles s'envolait et que les inquiétudes en matière de sécurité d'approvisionnement et d'environnement se faisaient plus vives, les marques d'intérêts pour l'énergie nucléaire se sont multipliées dans le monde au cours de l'année 2005. La conférence ministérielle internationale qui s'est tenue à Paris en mars 2005 sous les auspices de l'AIEA a été l'occasion pour beaucoup de pays d'exprimer leur vision ; la déclaration finale de la conférence concluait : "une vaste majorité de participants affirme que l'énergie électronucléaire peut apporter une contribution majeure à la satisfaction des besoins énergétiques et au développement mondial au XXIe siècle d'un grand nombre de pays, tant développés qu'en voie de développement".

Mais une véritable relance du nucléaire dans le monde sera tributaire des calendriers de prises de décisions politiques, variables selon les régions :

En Europe de l'Ouest, dans les pays où le parc nucléaire est plus récent, son renouvellement et son éventuelle extension ne sont envisageables qu'à partir de la prochaine décennie, sauf modification importante de la politique énergétique. En France, où le remplacement du parc nucléaire s'amorce avec le projet de construction par EDF d'une tête de série EPR à Flamanville, certains électriciens ont fait savoir qu'ils souhaitaient prendre une participation dans ce projet. Suez-Electrabel envisage même de construire un réacteur. En Finlande, les travaux de construction du premier EPR commandé fin 2003 se poursuivent activement. À l'Est du continent, certains projets pourraient se concrétiser rapidement.

En Amérique du Nord, les électriciens ont engagé depuis 2000 l'allongement de la durée de vie du parc nucléaire, qui devrait se poursuivre jusqu'en 2015. Cette dynamique pourrait être relayée à partir de 2010 et sur la prochaine décennie par la relance d'un programme de construction de nouvelles centrales dans lequel le Groupe entend avoir toute sa place en proposant son réacteur EPR. La loi sur l'énergie ("Energy Bill") promulguée par le gouvernement cet été propose de nombreuses incitations aux électriciens qui construiront les premières centrales. Au Canada, mais aussi en Amérique latine, le regain d'intérêt est également manifeste.

En Asie, au-delà des programmes en Corée du Sud et au Japon, la construction de centrales neuves devrait concerner prioritairement la Chine (programme 2005-2020) et l'Inde. À plus long terme, un certain nombre de pays ont manifesté leur intérêt : Vietnam, Indonésie…

Europe

En Europe, ce marché représente une capacité de production de 181 GWe avec 204 réacteurs nucléaires. En 2005, 1 256 TWh d'énergie nucléaire a été produite, en diminution de 0,8 % par rapport à 2004. Ces chiffres sont à comparer avec une production d'électricité totale en Europe, toutes sources confondues, estimée à 5 140 TWh en 2005, qui augmenterait ainsi de 2,4 % par rapport à 2004.

En 2004, l'énergie nucléaire représentait donc en moyenne 25 % de l'électricité produite en Europe, ce taux étant très variable suivant les pays. Ainsi, la France et la Belgique sont fortement consommateurs d'énergie nucléaire qui représente respectivement environ 78 % et 55 % de l'électricité produite, tandis que la proportion en Allemagne, Finlande ou Russie est beaucoup plus réduite, avec respectivement des taux d'environ 31 %, 33 % et 16 %. Par principaux pays, les grands enjeux actuels du marché du nucléaire sont décrits ci-après.

	Capacités brutes installées (GWe)		Production brute (TWh)	
	2005	**2004**	**2005**	**2004**
France*	65,9	65,6	450,6	447,6
Allemagne	21,4	21,4	162,1	167,1
Russie	23,2	23,2	146,8	142,9
Royaume-Uni**	12,8	12,8	82,0	82,7
Ukraine	13,9	13,9	88,8	85,4
Suède	9,2	9,8	70,5	77,3
Espagne	7,9	7,9	57,5	63,7
Belgique	6,1	6,1	47,6	47,3
Finlande	2,8	2,9	23,3	22,7
Autres	18,1	18,0	127,3	130,0
Total	**181,2**	**181,6**	**1 256,5**	**1 266,5**

** Hors Phénix, considéré comme réacteur de recherche.*

*** Production British Energy 2005 non disponible, par hypothèse il a été pris une production égale à celle de 2004.*

Source : Nucleonics Week février 2006, retraitée par AREVA.

Dans l'Union européenne, malgré le maintien des décisions politiques de sortie du nucléaire dans certains pays, des points positifs ont été enregistrés en 2005 en matière de développement du marché du nucléaire. La Commission européenne, préoccupée par les questions de sécurité d'approvisionnement, prépare un livre vert pour début 2006.

- En France, après le choix par EDF du site de Flamanville pour la construction d'un premier EPR, une enquête publique a été lancée. Un débat public a fait suite aux recherches menées depuis la loi de 1991 relative au stockage des déchets de haute activité et à vie longue : il doit permettre au Parlement de légiférer sur la question en 2006. Par ailleurs, la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005 prévoit, dans son article 4 alinéa 4 que "l'État veille à conserver, dans la production électrique française, une part importante de production d'origine nucléaire qui concourt à la sécurité d'approvisionnement, à l'indépendance énergétique, à la compétitivité, à la lutte contre l'effet de serre et au rayonnement d'une filière industrielle d'excellence (…)". La France s'est en conséquence fixé, comme première priorité dans le domaine de l'électricité, "de maintenir l'option nucléaire ouverte à l'horizon 2020 en disposant, vers 2015, d'un réacteur nucléaire de nouvelle génération opérationnel permettant d'opter pour le remplacement de l'actuelle génération."

- En Belgique, à l'initiative du Ministre de l'économie et de l'énergie, une commission d'experts "Énergie 30" a été mise en place pour étudier notamment la politique énergétique en matière d'approvisionnement. Les conclusions devraient être rendues fin 2006 et un débat parlementaire engagé début 2007. En attendant, Electrabel continue d'investir sur son parc nucléaire et au cours des trois prochaines années une campagne de recrutement de quelque 400 personnes devrait être lancée pour le secteur nucléaire.

- En Allemagne, le nouveau gouvernement de coalition dirigé par Angela Merkel s'est formé sur la base du maintien de la loi de sortie progressive du nucléaire d'ici 2021, mais la crise gazière de fin 2005 a relancé le débat sur la fermeture prématurée des centrales. Les investissements de maintenance se poursuivent, tandis que la centrale d'Obrigheim (357 MWe) a fermé en mai 2005 en application de la loi. Les centrales de Brunsbuettel, Neckarwestheim 1 et Biblis A et B devraient aussi fermer avant la fin de la décennie.

- En Finlande, les travaux de construction du réacteur EPR d'Olkiluoto 3, ainsi que les travaux du site d'Onkalo de stockage en profondeur de combustibles nucléaires usés se poursuivent. C'est la première réalisation concrète au monde d'un tel site. Les discussions sur la construction éventuelle d'une 6e centrale nucléaire dans le pays se poursuivent.

- Au Royaume-Uni, le gouvernement a lancé la préparation d'une grande consultation sur la nouvelle politique énergétique nationale, consultation qui aura lieu en 2006. Elle comportera une proposition sur l'opportunité de construire de nouvelles centrales nucléaires, option défendue par le Premier ministre Tony Blair. Simultanément, le gouvernement finalise la vente de Westinghouse et poursuit la restructuration et la vente d'actifs de BNFL. Enfin, le gouvernement soutient la montée en puissance de la NDA (National Decommissioning Authority), organisme en charge de l'assainissement des sites nucléaires britanniques.

- En Suède, le 2e réacteur de Barsebäck (615 MWe) a fermé comme prévu en mai 2005, à la suite de la décision d'abandon du nucléaire prise dans les années 80, tandis que les sondages d'opinion montraient qu'une majorité des citoyens souhaite le maintien des capacités encore en fonctionnement. En parallèle, les investissements consacrés par les électriciens à leur outil de production et au stockage des combustibles usés se poursuivent.

- En Espagne, où le nucléaire représente 20 % de la production d'électricité, l'État a renoncé à son développement depuis 1997, tout en laissant l'option ouverte.

Des pays traditionnellement éloignés du nucléaire comme l'Italie et le Portugal s'y intéressent à nouveau.

Par ailleurs, parmi les dix nouveaux pays qui ont intégré l'Union européenne, cinq disposent au total de 18 réacteurs nucléaires à fin 2005 : la République tchèque, la Hongrie, la Lituanie, la Slovaquie et la Slovénie. Les exigences de l'Union européenne en matière de niveau de sûreté ont nécessité soit des programmes de modernisation, soit des fermetures. Certains pays réfléchissent actuellement au renouvellement de leur capacité de production, notamment la Lituanie avec ses voisins baltes et polonais, et la Slovaquie. Les deux prochains membres de l'Union européenne, la Roumanie et la Bulgarie, ont décidé la construction de nouveaux réacteurs nucléaires. Pour cette dernière, un appel d'offres a été lancé en 2005 pour l'achèvement de Belene 1 et la construction de Belene 2.

Pour le reste du continent, on peut noter qu'en Russie, le programme de développement de l'énergie nucléaire se traduit à un rythme moins soutenu que planifié, de même que la réforme du secteur électrique avec la formation des premiers "Gencos" (producteurs d'électricité indépendants). En Ukraine, les nouvelles autorités issues de la "révolution orange" de fin 2004 ont constamment affirmé leur intention de développer l'énergie nucléaire de façon aussi indépendante que possible de la Russie, notamment par l'exploitation des gisements uranifères du pays. En Arménie, avec l'arrêt attendu du réacteur de Metzamor en 2009 (408 MWe), le problème de l'approvisionnement en électricité devient crucial. En Turquie, trois réacteurs nucléaires sont envisagés à partir de 2011.

Amériques

Le marché du nucléaire en Amérique du Nord et en Amérique du Sud représente une capacité de production de 125 GWe avec 130 réacteurs nucléaires. En 2005, 938 TWh d'énergie nucléaire ont été produites, en baisse de 0,5 % par rapport à 2004. Ces chiffres sont à comparer avec une production d'électricité totale estimée à environ 5 130 TWh en 2005, en augmentation de 4,2 % par rapport à 2004.

	Capacités brutes installées (GWe)		Production brute (TWh)	
	2005	**2004**	**2005**	**2004**
Canada	15,0	16,1	92,5	91
États-Unis	105,7	102,6	817,9	822,6
Mexique	1,4	1,5	10,8	9,2
Brésil	2,0	2,0	9,8	11,5
Argentine	1,0	1,0	6,9	8,2
Total	**125**	**123,2**	**937,8**	**942,6**

Source : Nucleonics Week février 2006, retraitée par AREVA.

En 2005, sur la zone Amériques, l'énergie nucléaire a donc représenté en moyenne environ 18 % de l'électricité produite, ce taux étant assez variable suivant les pays. Ainsi pour les États-Unis et le Canada, l'énergie nucléaire représente respectivement environ 20 % et 15 % de l'électricité produite, tandis que cette proportion n'est que d'environ 3 % au Brésil. Par principaux pays, les grands enjeux actuels du marché du nucléaire sont les suivants :

- Aux États-Unis, la concentration des producteurs d'électricité, notamment nucléaire, se poursuit à un rythme soutenu : ainsi l'acquisition annoncée en décembre 2005 de Constellation Energy par FPL se traduira par la création d'un des tous premiers électriciens du pays, avec 45 000 MWe de puissance installée dont 8 100 MWe nucléaires (9 centrales). Le renouvellement des licences des réacteurs nucléaires se poursuit pour allonger leur durée de vie à 60 ans : 39 centrales ont obtenu une extension de licence de 40 à 60 ans et 10 sont en cours d'obtention. Par ailleurs, six consortiums ont été mis en place pour préparer une demande de licence combinée (COL) concernant la construction et l'exploitation d'un réacteur nucléaire de nouvelle génération. Les premiers d'entre eux devraient être achevés vers 2015.

  La loi sur l'énergie signée en août 2005 par le Président Bush aura des conséquences favorables pour la construction de nouveaux réacteurs à court terme, avec notamment un système de garantie de prêts, des crédits d'impôts à la production et un mécanisme d'assurance contre les risques de retards. Cette loi comporte également un important programme de R&D à moyen terme ($1,6 milliard sur 3 ans) pour soutenir le développement des systèmes nucléaires du futur.

  L'année a aussi été marquée par la création d'Unistar, co-entreprise entre Constellation Energy et AREVA Inc, dont la vocation est de créer un cadre innovant, permettant le développement d'une flotte de réacteurs de technologie EPR dans le pays, en commençant par une série de 4 réacteurs. Unistar a annoncé son intention de déposer une licence combinée de construction-exploitation (COL) pour son site du Maryland (Calvert Cliffs).

  La question de la fin de cycle reste difficile, et le programme de stockage des combustibles usés à Yucca Mountain semble de plus en plus incertain, pour des raisons à la fois techniques, réglementaires et budgétaires. De nouvelles réflexions entre le Congrès et l'administration tendent à promouvoir, à relativement court terme, le recyclage du combustible usé après traitement et à abandonner la "doctrine Carter". Une nouvelle initiative de l'administration Bush, GNEP (Global Nuclear Energy Partnership), annoncée en janvier 2006, devrait permettre une accélération des programmes d'étude sur le recyclage des combustibles usés.

- Au Canada, les programmes de recherche minière s'accélèrent avec la hausse rapide des cours de l'uranium. Les électriciens poursuivent la remise en service de leurs huit réacteurs nucléaires arrêtés en 1995 pour un programme de modernisation lourde : ainsi Pickering 1 a redémarré cette année. La décision a été prise de réhabiliter Bruce A 1 et 2, ainsi que Point Lepreau, mais Pickering 2 et 3 resteront arrêtés. L'Ontario Power Authority a recommandé en décembre le maintien de la part du nucléaire dans la province, y compris en construisant de nouvelles centrales.

- En Amérique latine, le Brésil et l'Argentine étudient la poursuite de leur programme nucléaire et d'autres pays, comme le Chili, manifestent leur intérêt.

Asie-Pacifique

Le marché du nucléaire en Asie-Pacifique représente une capacité de production de 84 GWe avec 108 réacteurs nucléaires. En 2005, une quantité de 547 TWh d'énergie nucléaire a été produite, en augmentation de 5,2 % par rapport à 2004. Ces chiffres sont à comparer avec une production d'électricité totale estimée à environ 5 980 TWh en 2005, qui augmenterait ainsi de 8,8 % par rapport à 2004.

En 2005, l'énergie nucléaire représente donc en moyenne 9 % de l'électricité produite, ce taux étant assez variable suivant les pays. Ainsi, des pays comme la Corée du Sud ou le Japon sont assez consommateurs d'énergie nucléaire, qui représente respectivement environ 38 % et 30 % de l'électricité produite, tandis que la proportion en Inde et Chine est encore très réduite avec respectivement des taux d'environ 3 % et 2 %. De nombreux pays confirment et poursuivent le développement de leur programme électronucléaire, et d'importants appels d'offres ont été lancés.

	Capacités brutes installées (GWe)		Production brute (TWh)	
	2005	**2004**	**2005**	**2004**
Japon	48,9	47,4	287,9	282,0
Chine	7,0	7,0	53,1	49,6
Inde	3,3	2,7	17,6	16,9
Corée du Sud	17,7	17,7	145,6	129,6
Taiwan	5,1	5,1	40,0	39,5
Pakistan	0,5	0,5	2,6	2,1
Total	**83,5**	**80,4**	**546,8**	**519,6**

Source : Nucleonics Week février 2006, retraitée par AREVA.

- Le Japon poursuit son programme de construction de centrales nucléaires (2 nouvelles unités sur le réseau en 2005, 2 en construction, 13 en projet). La politique nucléaire japonaise a par ailleurs été approuvée par le Cabinet du Premier ministre en octobre 2005 : le choix stratégique de traiter tout le combustible usé est confirmé ainsi que le rôle central du nucléaire, dont la contribution au mix énergétique pourrait dépasser à l'horizon 2030 les 30 % actuels. Par ailleurs, à l'usine de traitement de Rokkasho-Mura, la phase des tests en uranium approche de sa conclusion et le démarrage des opérations commerciales est prévu pour juillet 2007. Quant au programme MOX, un temps retardé, il a enregistré des avancées significatives chez plusieurs électriciens.

- La Chine confirme le choix résolu du développement de l'énergie nucléaire comme l'un des moyens pour satisfaire ses besoins croissants en électricité. Des appels d'offres nationaux ou internationaux sont en cours pour non seulement répliquer des centrales de technologie déjà présentes en Chine (Génération 2), mais aussi accéder à de nouvelles technologies (Génération 3). Les objectifs sont ambitieux : 28 000 MWe doivent s'ajouter à l'horizon 2020 aux 12 000 MWe actuellement en exploitation ou en construction. Compte tenu de ce programme, la Chine étudie le développement de son industrie amont et aval du cycle du combustible nucléaire, et en particulier prend des contacts dans le monde entier pour assurer son approvisionnement en uranium.

- Comme ses besoins énergétiques sont en forte croissance, l'Inde a déclaré qu'elle souhaitait accélérer le développement de son programme nucléaire. Toutefois, le pays n'étant pas signataire du Traité de Non-Prolifération (TNP) et n'ayant pas soumis toutes ses installations civiles aux contrôles de l'AIEA, il s'interdit de facto le recours aux services et produits provenant des pays ayant signé le TNP et membres du "Nuclear Suppliers Group" (comme la France, les États-Unis et le Royaume-Uni). Une solution pourrait cependant être trouvée, reposant notamment sur la séparation entre ses programmes militaires et civils et l'évolution des règles que s'imposent les membres du NSG. Des négociations vont se poursuivre en 2006.

Afrique

En Afrique du Sud, le gouvernement a déclaré "Projet d'Intérêt National" le réacteur nucléaire à haute température PBMR (Pebble Bed Modular Reactor). Seul pays producteur d'électricité nucléaire de la zone avec une consommation d'énergie nucléaire représentant environ 6 % de la consommation électrique avec les deux réacteurs de Koeberg, ses besoins entraîneraient la construction de 15 à 20 000 MWe de centrales électriques d'ici 2020, dont au moins 5 000 MWe nucléaires. L'électricien Eskom, actuellement vivement critiqué pour n'avoir pas prévu l'augmentation de la demande, avec comme conséquence une série de black-outs, est en train d'acquérir en urgence de petites centrales à gaz pour faire face aux pics de demande.

4.2.3. CONTEXTE ET ENJEUX RÉGIONAUX DE LA TRANSMISSION & DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

4.2.3.1. Contexte actuel de la transmission et distribution d'électricité

Le secteur du T&D, Transmission & Distribution, constitue un maillon fondamental dans l'exploitation et dans la gestion des réseaux électriques. Le dynamisme du marché réside dans la croissance de la consommation électrique inhérente aux richesses créées par les économies nationales et régionales. La construction de réseaux électriques fiables et efficients constitue à la fois une nécessité et une conséquence du développement des économies et de leurs investissements dans la production d'électricité comme l'illustre le graphique ci-dessous.

Corrélation entre les investissements dans la production et dans les réseaux électriques aux États-Unis

Source : Cambridge Research, 2002.

Associé à ces variables, le marché du T&D bénéficie directement d'impacts positifs tels que :

- l'évolution des politiques énergétiques nationales et le développement des énergies renouvelables ;
- l'amélioration et le remplacement des équipements vieillissants afin de sécuriser les réseaux et ainsi lutter contre les ruptures de fournitures d'électricité ;
- l'interconnexion de réseaux au niveau régional entre zones de production et de consommation ;
- la dérégulation du secteur électrique dont les effets sur le marché du T&D varient de manière importante en fonction des pays et des caractéristiques des installations existantes ;
- le changement de comportement des électriciens (centralisation des achats notamment).

L'ensemble de ces éléments permet d'identifier les besoins en équipements électriques et contribue à la vigueur de l'industrie du T&D.

4.2.3.2. Les enjeux du marché de la transmission et distribution d'électricité dans les différentes régions du monde

Europe

L'Europe peut être qualifiée de marché mixte au regard de l'évolution des besoins en infrastructure électrique. D'un coté, les pays de l'Union européenne sensibilisés aux problématiques liées à l'obsolescence des équipements et aux risques de black-out cherchent à moderniser les équipements et favorisent la constitution d'un réseau européen unifié. Le Mediterranean Ring, projet d'interconnexion méditerranéen, actuellement en cours de finalisation, répond parfaitement à cette volonté. D'autre part, les énergies renouvelables tendent à prendre une part croissante dans la génération d'électricité, imposant de nouvelles contraintes et défis technologiques pour les acteurs du secteur (raccordement, qualité du réseau…).

Au Royaume-Uni, l'OFGEM rapporte que les entreprises de transport d'électricité auraient besoin d'investir entre 8 et 11 milliards d'euros dans l'amélioration des réseaux pour la période 2007 et 2012. En France et en Allemagne, l'âge des réseaux implique un renouvellement des équipements à moyen terme.

Les pays d'Europe Centrale et de l'Est, économiquement dynamiques, font face au vieillissement de leurs réseaux et ce dans un contexte de croissance de la demande électrique. L'exemple de la Russie est révélateur du besoin en infrastructures électriques dans la région. L'obsolescence et l'inadaptation de son réseau sont conjointement responsables du black-out qui a affecté la ville de Moscou en 2005. Entre 2 et 4 millions de personnes ont été touchées par cette coupure causée par l'explosion d'une sous-station électrique âgée de plus de 40 ans.

Afin de pallier ces insuffisances, d'importants projets d'investissement d'opérateurs électriques européens et locaux sont prévus dans la région, constituant ainsi un vecteur positif pour le marché du T&D. En Russie, RAO UES a récemment annoncé un plan d'investissement de 6 milliards d'euros sur trois ans pour l'ensemble de l'industrie électrique (Production, Transport et Distribution).

Quelques grands projets encore à l'étude vont dans le sens de la constitution de réseaux régionaux tels que les projets d'interconnexion entre la Russie et les pays d'Europe de l'Ouest ou encore le Baltic Ring.

Amériques

Également régulièrement touchés par des ruptures de réseaux électriques aux conséquences économiques désastreuses, les États-Unis ont pris conscience de la nécessité de se doter d'infrastructures fiables. Le vote de l'Energy Bill en 2005 va dans le sens d'une augmentation des investissements pour la modernisation des réseaux électriques. Ce nouveau cadre réglementaire vise trois objectifs principaux :

- mettre en place des règles contraignantes de garantie de fiabilité du réseau ;
- stimuler les investissements à travers des incitations financières ;
- préciser les conditions de régulation pour la rémunération des énergéticiens.

La mise en place efficace de ce programme repose sur l'organisme de régulation américain, la FERC, qui voit son pouvoir renforcé.

La structuration du secteur énergétique apportée par cette réforme n'a pour le moment pas d'effets majeurs sur le développement et la modernisation des réseaux. Par ailleurs, la maturité des marchés d'Amérique du Nord favorise la demande en systèmes de gestion des réseaux et services de maintenance.

En Amérique latine, d'importants investissements dans la transmission et distribution sont envisagés. Le Brésil a annoncé notamment la mise en chantier de sept projets phares pour l'amélioration de son réseau. De même, en Amérique centrale, des projets d'interconnexion sont actuellement à l'étude. D'une part, le Central American Interconnection System (SIEPAC) envisage de connecter à terme les réseaux nationaux de six pays d'Amérique centrale, à savoir le Costa Rica, le Salvador, le Honduras, le Guatemala, le Nicaragua et le Panama. D'autre part, la Bolivie et le Pérou sont actuellement en cours de discussion pour le raccordement de leurs réseaux électriques. La constitution de ces réseaux régionaux doit permettre de résoudre les problèmes de rupture d'approvisionnement sur le continent et ainsi de lutter contre les pannes qui touchent régulièrement des pays comme le Venezuela (environ 56 black-outs recensés en 2005).

Asie

La Chine constitue l'un des marchés les plus prometteurs en terme de croissance de la demande d'équipements électriques et notamment en produits T&D. La croissance forte du PIB chinois et les importantes carences en infrastructures obligent la Chine à se doter de réseaux performants. Afin de répondre à ces problématiques, de nombreux projets à la fois en génération et en T&D sont actuellement en cours de réalisation. De même, le 11e Plan Quinquennal chinois prévoit des investissements colossaux dans le secteur électrique, représentant des défis à la fois industriels et technologiques sans précédent.

Soumise aux mêmes contraintes macro-économiques que la Chine, l'Inde a mis en place une politique énergétique durable. Un effort important a été fait en direction de la production d'électricité. Parallèlement, la volonté forte du Ministère de l'énergie indien de réduire les déperditions électriques sur les réseaux favorise les investissements dans la transmission et la distribution.

La fragilité des réseaux électriques dans certains pays d'Asie permet d'expliquer les raisons de l'importante panne survenue en août 2005 sur l'île de Java, en Indonésie. Cet incident est lié à des dysfonctionnements en différents points du réseau qui ont privé plus de 100 millions de personnes d'électricité.

Afrique et Moyen-Orient

Au Moyen-Orient, les prix élevés du pétrole et du gaz continuent d'avoir un impact positif sur la capacité de financement des pays du Golfe. D'importants projets, principalement dans des systèmes clés en main, ont déjà été lancés, comme l'interconnexion entre les pays du Golfe incluant le Koweït, l'Arabie Saoudite, Bahreïn, le Qatar, Oman et les Émirats arabes unis.

En Afrique, les investissements dans la transmission et distribution concernent principalement des projets ponctuels financés par les institutions internationales. Dans le même temps, un pays comme l'Afrique du Sud, qui subit régulièrement des incidents de réseau, cherche à sécuriser l'approvisionnement électrique de ses populations et ainsi à limiter l'impact économique négatif provoqué par ces black-outs.

4.3. Les métiers de l'énergie du groupe AREVA

4.3.1. LE NUCLÉAIRE DANS LE GROUPE AREVA

4.3.1.1. Les notions indispensables pour comprendre les activités nucléaires du Groupe

Fission et réaction en chaîne : les mécanismes fondamentaux de l'énergie nucléaire

La fission et la réaction en chaîne sont deux phénomènes provoqués et valorisés dans le cœur des centrales nucléaires. Ils y produisent de l'énergie sous forme de chaleur.

Toute matière est formée d'atomes. Tous les atomes sont structurés de la même façon : l'essentiel de la masse est concentré dans le noyau central formé de neutrons et de protons, l'essentiel du volume est occupé par les électrons qui gravitent autour de ce noyau. Les protons et les électrons sont porteurs de charges électriques. Chaque proton est porteur d'une charge positive, chaque électron d'une charge négative. Les neutrons ne sont pas électriquement chargés. Dans chaque atome, il y a autant de protons que d'électrons, ainsi, l'atome est électriquement neutre. Par exemple, l'atome d'oxygène est formé de 8 électrons qui gravitent autour d'un noyau formé de 8 protons et de 8 neutrons. Celui de l'uranium 238 est formé de 92 électrons, 92 protons et 146 neutrons.

Un élément chimique peut présenter des variations quant au nombre de neutrons qui composent le noyau de ses atomes. On dit alors qu'il existe plusieurs isotopes de cet élément. L'uranium 238 et l'uranium 235 sont les deux isotopes les plus abondants de l'uranium. À l'état naturel, l'uranium 238 est aujourd'hui associé en proportion constante à 0,7 % d'uranium 235. Le noyau de ce dernier comporte 92 protons, mais seulement 143 neutrons contre 146 pour l'uranium 238.

L'uranium 235 est un élément naturel aux propriétés uniques. L'atome d'uranium 235 est peu abondant dans l'uranium naturel (0,7 %), mais il est le seul élément à posséder une très grande réactivité aux neutrons quand ils sont lents. Sous l'impact d'un neutron, l'atome se divise en deux atomes plus petits, en expulsant des neutrons et en libérant de l'énergie : c'est le phénomène de fission.

La fission est une réaction qui produit une grande quantité d'énergie. Chacun des neutrons expulsés lors de la fission d'un atome d'uranium 235 peut percuter un autre atome, donc provoquer sa fission avec un nouveau dégagement d'énergie et l'expulsion de neutrons qui vont à leur tour percuter d'autres atomes : c'est la "réaction en chaîne". Grâce à sa réactivité neutronique, l'uranium 235 peut entretenir la réaction en chaîne, même lorsqu'il est en faible proportion. Cette réaction se transmet à très grande vitesse d'un atome à l'autre et permet ainsi d'obtenir une énergie additionnée considérable : la réaction de fission d'un kilo d'uranium enrichi peut fournir autant d'énergie que la combustion de dix tonnes de pétrole.

Ces deux phénomènes – fission nucléaire et réaction en chaîne – sont exploités dans un réacteur de centrale nucléaire. Dans le réacteur à eau, l'uranium est légèrement enrichi en uranium 235 (environ 4 %). L'énergie libérée par ce combustible lors de la fission va être récupérée sous forme de chaleur, puis transformée en électricité par un cycle à vapeur d'eau.

Des centrales nucléaires pour valoriser l'énergie de fission

Une centrale nucléaire est une usine de production d'électricité qui comprend un ou plusieurs réacteurs. Elle se compose, comme toute centrale thermique conventionnelle, d'une chaudière qui transforme l'eau en vapeur. C'est la force motrice de cette vapeur qui actionne une turbine qui, à son tour, entraîne un alternateur pour produire de l'électricité.

Dans les centrales nucléaires, la seule partie où se manifeste la radioactivité est la chaudière qu'on appelle "réacteur".

Ce réacteur est confiné dans un solide bâtiment étanche répondant aux contraintes de la sûreté nucléaire. Le phénomène de fission mis en œuvre dans le cœur du réacteur, son entretien, son contrôle et son refroidissement nécessitent trois composants principaux : le combustible, le modérateur et le fluide caloporteur. La combinaison de ces trois composants détermine les différentes sortes de réacteurs ou les différentes filières. Plusieurs combinaisons ont été testées, mais seules quelques-unes ont passé le cap de l'installation prototype pour atteindre le stade de l'exploitation industrielle.

Une source chaude... et une source froide

Une centrale nucléaire, comme toutes les autres centrales, possède une "source chaude" (la chaudière nucléaire avec ses échangeurs de chaleur) et une "source froide" destinée à évacuer la chaleur dégagée. C'est la raison pour laquelle les centrales sont généralement

construites en bord de mer ou de rivière, car l'eau est utilisée pour refroidir la vapeur. De nombreuses centrales sont également équipées de tours de réfrigération – ou aéroréfrigérantes – dans lesquelles de l'eau envoyée en pluie s'évapore et disperse ainsi la chaleur résiduelle.

Modérateur et fluide caloporteur

Lors de la fission, les neutrons sont libérés à une vitesse très élevée. En les ralentissant par choc sur des atomes légers, ils réagissent beaucoup plus avec les atomes d'uranium 235. Cette propriété est exploitée dans les réacteurs dits "à neutrons thermiques" (lents) : elle réduit l'enrichissement en uranium 235 nécessaire pour la réaction en chaîne. Dans les réacteurs à eau, le matériau ralentisseur (modérateur) qu'est l'eau est également le fluide transporteur de la chaleur (caloporteur).

La filière à eau légère : la majorité de la puissance installée dans le monde

Dans les REP, le combustible est de l'uranium faiblement enrichi et l'eau est à la fois le modérateur et le fluide caloporteur.

L'eau sous pression du circuit primaire baigne le cœur du réacteur. Elle est chauffée par les réactions de fission et transmet sa chaleur par des échangeurs dans lesquels l'eau d'un circuit secondaire se transforme en vapeur. Le cœur et les générateurs de vapeur associés forment la chaudière nucléaire. Le circuit primaire et le circuit secondaire, dont la vapeur fait tourner le turboalternateur, sont séparés, renforçant ainsi la sûreté du système.

Les réacteurs de type REP possèdent une triple barrière empêchant la dispersion des produits de fission radioactifs : les tubes métalliques qui contiennent le combustible proprement dit, le circuit d'eau primaire isolé du circuit secondaire, et enfin l'ensemble de la chaudière nucléaire est enfermé dans une enceinte en béton capable de confiner les produits dangereux en cas de fuite. Les réacteurs REP équipent aujourd'hui l'intégralité du parc nucléaire français et la majorité du parc mondial.

Les REB sont globalement comparables aux REP, la différence fondamentale vient du fait que l'eau bout au contact du combustible et que les circuits d'eau primaires et secondaires ne sont pas séparés.

4.3.1.2. Les activités du nucléaire

À travers ses pôles Amont, Aval et Réacteurs et Services, le groupe AREVA est le seul acteur présent sur l'ensemble du cycle du nucléaire.

En amont du cycle, il fournit le minerai d'uranium, le convertit et l'enrichit afin de pouvoir fabriquer les assemblages des combustibles qui alimentent le cœur du réacteur. Dans son Pôle Réacteurs et Services, le Groupe maîtrise l'ensemble des technologies nécessaires à la conception, à la réalisation, ainsi qu'à la maintenance et à l'amélioration continue des performances des réacteurs. Son marché est principalement centré sur les réacteurs de type REP et REB. En aval du cycle, AREVA est le spécialiste de la gestion du combustible usé et en particulier du traitement de ce dernier, dont il extrait les matières valorisables afin de les recycler en combustible MOX utilisable dans les réacteurs REP et REB.

Le Pôle **Amont** est, en particulier, chargé :

- de la recherche, de l'extraction et de la concentration du minerai d'uranium ;
- des services de conversion en Hexafluorure d'Uranium (UF_6) ;
- de l'enrichissement d'uranium ;
- de la conception et de la fabrication du combustible nucléaire.

Le Pôle **Réacteurs et Services** est, en particulier, chargé :

- de la conception, de la réalisation et de la modernisation de centrales nucléaires ;
- de la fourniture d'équipements aux centrales nucléaires ;
- de la fourniture de prestations de services nucléaires notamment lors des périodes d'arrêt de tranches.

Le Pôle **Aval** est, en particulier, chargé :

- du traitement des combustibles usés, en vue de la récupération des matières valorisables et de leur recyclage sous forme de combustible MOX ou UO_2 destinés aux réacteurs nucléaires ;
- de la conception et de la fabrication d'emballages pour le transport et l'entreposage de matières nucléaires ;
- du transport des matières et de la logistique.

Ainsi le Groupe :

- vend de l'uranium à ses clients électriciens ;
- fournit des services de transformation pour produire du combustible, conçoit et fabrique les assemblages combustibles ;
- agit comme concepteur et réalisateur des constructions de centrales et d'opérations d'extension de vie ;
- propose des prestations d'ingénierie, des équipements et des services permettant d'optimiser la performance des centrales et,
- recycle les combustibles usés des clients pour en extraire les matières valorisables et/ou les traite pour assurer le stockage des déchets nucléaires dans les meilleures conditions de sécurité.

En revanche, le Groupe n'est, de manière générale, pas propriétaire de l'uranium faisant l'objet de la transformation, des déchets ultimes issus du traitement des combustibles usés des clients ou de centrales nucléaires de production commerciale d'électricité. Enfin, le Groupe n'est pas exploitant de centrales nucléaires de puissance.

Les positions concurrentielles d'AREVA

Par la spécificité des procédés mis en œuvre, chacune des étapes du cycle nucléaire constitue une industrie à part entière, avec ses technologies et son modèle économique propre. Le groupe AREVA a développé un savoir-faire qui le place au meilleur niveau mondial et a adopté une organisation industrielle cohérente avec ces différents secteurs d'activité. AREVA est leader mondial du nucléaire civil comme le montre le tableau ci-après.

Ordres de grandeur des positions concurrentielles estimées par AREVA au niveau mondial en 2004-2005

		Marchés 2004-2005	Cameco**	Urenco	Usec**	AREVA	Toshiba**/ Westinghouse	BNFL/BNG	FAAE (Russie)	General Electric**	Autres
AMONT	Mines/Uranium naturel*	67 000 t	20 %		5 %(1)	20 %			25 %		30 %
AMONT	Conversion/chimie	66 000 t	20 %		5 %(1)	25 %		5 %	25 %		20 %
AMONT	Enrichissement*	41 M d'UTS***		20 %	25 %	25 %		Actionnaire d'Urenco	20 %		10 %
AMONT	Combustible à Uranium naturel (UO_2)	6 800 t				30 %	30 %		20 %	10 %	10 % (Hitachi, MHI)
	Réacteurs et Services	11 Md€				30 %	25 %		10 %	5 %	30 %
AVAL	Traitement	1 550 t				70 %		25 %(2)	5 %		JNFL(3) en 2008
AVAL	Recyclage (Combustible MOX)	185 t				80 %		1 %			19 %(4) (Belgonucléaire) JNFL à terme (3)

** Comparé à 2004, les besoins d'uranium naturel ont baissé en 2005 avec la baisse des taux de rejet dans l'enrichissement ce qui a nécessité en revanche, plus d'UTS.*
*** Société cotée.*
**** UTS : Unité de Travail de Séparation.*

(1) USEC vend de l'uranium naturel et de la conversion, mais n'a pas de production propre.
(2) En avril 2005, l'usine de traitement de BNFL a été arrêtée. Une enquête est en cours et celle-ci statuera prochainement sur sa réouverture.
(3) L'usine de traitement de JNFL (800 t) et l'usine de fabrication de MOX (130 t) devraient être mises en service respectivement en 2008 et 2014.
(4) La fermeture de l'usine de fabrication de MOX de Belgonucléaire à Dessel (Belgique) a été annoncée pour 2006.

Source : AREVA – chiffres établis sur la base des données moyennes des trois derniers exercices.

4.3.2. LES ACTIVITÉS DE TRANSMISSION & DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ DU GROUPE

4.3.2.1. Notions indispensables pour comprendre les activités de transmission et distribution

L'électricité est produite à des tensions relativement basses (10 000 à 25 000 volts) par le générateur. Avant de transmettre l'électricité, la tension est augmentée. La transmission par lignes haute tension (230 000 à 765 000 volts) limite en effet les pertes dues à l'échauffement et permet d'acheminer l'électricité sur de longues distances à moindre coût.

Les lignes de transport, reliées à des stations et à des sous-stations, forment le réseau électrique. L'électricité se déplace dans ce réseau selon la règle physique du "chemin le plus court" (le moins résistant), comme l'eau coulerait à travers un réseau de canaux. Après son passage dans une sous-station, l'électricité circule dans le réseau de distribution, en moyenne tension. Enfin, pour que l'électricité puisse être consommée par l'utilisateur final, la tension est abaissée à 120 ou 240 volts par une dernière sous-station.

Par ailleurs, la dérégulation du marché de l'électricité nécessite de développer l'interconnexion entre les réseaux des différents opérateurs afin d'assurer le transport de l'électricité entre les pays.

4.3.2.2. Les métiers de la transmission et distribution

La transmission et la distribution d'électricité regroupent les activités de fourniture des produits, des systèmes et des services pour la transmission et la distribution d'électricité afin de réguler, couper, transformer et orienter le flux d'électricité dans les réseaux électriques depuis la centrale jusqu'à l'utilisateur final. Les produits et solutions duPôle Transmission & Distribution jouent un rôle primordial dans la fiabilité, la qualité et la sécurité des réseaux électriques.

Le Pôle Transmission & Distribution conçoit, fabrique et installe des gammes complètes de produits utilisés à tous les stades de la transmission et de la distribution d'électricité. Le Pôle Transmission & Distribution est le numéro trois mondial du secteur, et le numéro deux auprès des clients électriciens.

Le Pôle Transmission & Distribution fournit des équipements, des systèmes, des logiciels et des services dédiés :

- à la transmission d'électricité haute tension : appareillages conventionnels, postes blindés, transformateurs de mesures et transformateurs de puissance ;
- à la distribution moyenne tension : sous-station de transformation compactes, transformateurs de distribution, disjoncteurs, cellules de démarrage moteur et parafoudre ;
- à la protection et aux contrôles des sous-stations ;
- et à la gestion des réseaux.

Le Pôle propose principalement ses produits, systèmes et services aux compagnies d'électricité, mais aussi aux acteurs des marchés de l'industrie pétrolière, des mines et métaux, de l'énergie éolienne, du papier et du verre, des transports et de l'électronique de puissance.

4.4. Pôle Amont

CHIFFRES CLÉS

(en millions d'euros, IFRS)	2005	2004
Chiffre d'affaires	2 631	2 524
Résultat opérationnel	374	370
Effectif en fin d'année	11 047 personnes	10 952 personnes

Répartition du chiffre d'affaires 2005 par Business Unit et par zone géographique

PRÉSENTATION GÉNÉRALE

En 2005, le Pôle **Amont** représente 26 % du chiffre d'affaires du groupe AREVA et regroupe l'ensemble des métiers qui se situent en amont de la production électrique d'origine nucléaire :

- recherche, extraction et concentration du minerai d'uranium par la Business Unit *Mines* ;
- services de conversion en Hexafluorure d'Uranium (UF_6) par la Business Unit *Chimie* ;
- enrichissement d'uranium par la Business Unit *Enrichissement* ;
- conception et fabrication du combustible nucléaire par la Business Unit *Combustible*.

AREVA est le seul groupe mondial présent sur l'ensemble de la chaîne du combustible nucléaire, ce qui lui confère un atout concurrentiel indéniable en lui permettant de fournir à ses clients des solutions globales, réalisant ainsi des synergies entre les différentes Business Units. AREVA estime qu'elle se positionne comme le numéro un mondial de l'amont du cycle nucléaire.

- **Dans la Mine,** AREVA est le troisième producteur minier mondial d'uranium (cf. section 4.4.1.4.) avec une production en 2005 de 6 020 tonnes d'uranium, une part de marché d'environ 20 %, soit 13 200 tonnes vendues. Le Groupe dispose d'un portefeuille minier diversifié de premier plan en exploitation (Canada, Kazakhstan et Niger) ou en développement (essentiellement Cigar Lake au Canada). Avec environ 140 000 tonnes de réserves, le Groupe dispose de l'équivalent de plus de vingt fois sa production 2005. Par ailleurs, AREVA bénéficie d'une forte visibilité sur cette activité grâce à des contrats long terme.
- **Dans la Chimie,** AREVA est le premier fournisseur de services de conversion avec environ 25 % de part de marché mondial et une position très forte sur le marché européen.
- **Dans l'Enrichissement,** AREVA est un des leaders mondiaux des services d'enrichissement avec environ 25 % des capacités mondiales disponibles. Par ailleurs, le Groupe devrait profiter de nouvelles opportunités grâce à la mise en œuvre de la technologie de centrifugation dont l'utilisation est prévue dans la future usine Georges Besse II.

- **Dans le Combustible,** AREVA occupe la place de leader mondial en assurant environ 30 % des besoins mondiaux en combustibles et 40 % pour les réacteurs de type REB et REP occidentaux.

Dans cette chaîne d'activités, les clients sont propriétaires des matières. Ils achètent à AREVA les concentrés d'uranium ainsi que les services de transformations industrielles de l'uranium jusqu'au stade de l'assemblage du combustible.

Le Groupe exploite des mines et des unités industrielles en Europe, en Amérique du Nord, en Asie, en Australie et en Afrique. Ses clients sont les principaux exploitants de centrales nucléaires de production électrique (les électriciens) et les exploitants de centres de recherche.

Ce Pôle sert en grande majorité le marché des réacteurs à eau légère, soit un marché d'environ 350 réacteurs. Le fonctionnement de ce parc de réacteurs à eau légère nécessite la fourniture de l'ordre de 6 000 à 7 000 tonnes par an de combustible à l'uranium enrichi. La production de cet uranium enrichi induit une consommation d'uranium naturel équivalente à environ 68 000 tonnes par an, et la fourniture annuelle de l'ordre de 40 millions d'Unités de Travail de Séparation (UTS – cf. Lexique), nécessaires à l'enrichissement de l'uranium.

Enfin, le modèle économique du Pôle se caractérise par des installations industrielles capitalistiques nécessitant des investissements à long terme importants et générant de fortes barrières à l'entrée. Dans ce contexte, les relations commerciales tendent à s'adosser le plus possible à des contrats à moyen et long termes (cinq ans en moyenne). Ce modèle économique lui permet d'avoir une bonne visibilité sur le carnet de commandes qui s'établit, pour le Pôle à fin 2005, à 8 086 millions d'euros (soit environ trois années de chiffre d'affaires) avec une faible sensibilité, à court et moyen termes, aux variations des cours de l'uranium naturel, de l'enrichissement et de la conversion.

STRATÉGIE ET PERSPECTIVES

AREVA entend intensifier sa position dans l'amont du cycle en développant ses ressources minières, et en optimisant ou en renouvelant ses installations industrielles et son offre de combustible.

- **Accroître ses productions et ses ressources minières**

Le marché de l'uranium naturel est marqué depuis plus de 15 ans par un déséquilibre important entre la production et la demande d'uranium. Ce déséquilibre est compensé par l'utilisation des ressources dites secondaires. Ces ressources secondaires proviennent des stocks stratégiques constitués par les électriciens dans les années 80, de l'arrivée de matières en provenance des stocks de l'ex-bloc soviétique à partir de la fin des années 90, et de la mise sur le marché civil de l'uranium hautement enrichi (Highly Enriched Uranium ou HEU) issu du démantèlement des arsenaux militaires russes et américains.

L'accord Megatons to Megawatts signé entre les États-Unis et la Russie le 18 février 1993 est le premier accord de non-prolifération conclu sur une base commerciale. Pendant 20 ans, soit jusqu'en 2013, la Russie s'engage à convertir en uranium faiblement enrichi à usage civil 500 tonnes de HEU. Cette transformation se fait en Russie par un procédé de dilution. La composante UTS du HEU ainsi récupérée, qui représente actuellement environ 5,5 M d'UTS par an, fait l'objet d'un contrat commercial avec l'enrichisseur américain USEC, qui est l'agent exclusif pour sa commercialisation. La composante uranium naturel, qui représente en moyenne environ 9 000 tonnes d'uranium naturel par an, fait l'objet d'un contrat commercial entre les Russes et un consortium auquel AREVA participe aux côtés de Cameco et de RWE Nukem. La part d'AREVA est en moyenne de l'ordre de 2 600 tonnes d'uranium naturel par an. Ces contrats courent jusqu'en 2013.

Le tarissement progressif des ressources secondaires a deux effets principaux :

- Il induit une tension notable sur les prix spot de l'uranium naturel (le prix spot a poursuivi sa hausse et a atteint 36 US$ en janvier 2006, soit un quintuplement par rapport à 2001), et par voie de conséquence sur les tarifs négociés entre les fournisseurs et les électriciens lors des négociations de nouveaux contrats à moyen et long termes.

- Il implique que les principaux opérateurs, dont AREVA, poursuivent leurs efforts de prospection d'une part, et augmentent leur capacité d'extraction d'uranium d'autre part. Cela permettra de substituer le moment venu (au début de la prochaine décennie) des ressources primaires aux ressources secondaires manquantes. AREVA a ainsi lancé au cours de l'année 2005 un plan d'envergure (le plan "Turbo") afin d'augmenter significativement ses efforts d'exploration et de développer de nouveaux projets miniers. AREVA dispose d'importants atouts constitués par les droits d'exploitation miniers dans trois zones clés que sont le Canada, le Niger et le Kazakhstan et bénéficiera notamment du démarrage de production des sites de Katco (Kazakhstan) et de Cigar Lake (Canada). La montée en puissance de ces sites entre 2006 et 2010, conjuguée à d'autres initiatives menées dans le cadre du plan Turbo, devrait permettre à AREVA sur la base des hypothèses retenues de doubler ses capacités de production dès le début de la décennie prochaine.

- **Renouveler ses outils industriels dans l'Enrichissement et la Conversion**

Le marché de l'enrichissement est organisé autour d'un faible nombre d'acteurs internationaux (États-Unis, Europe et Russie). La demande est durable mais en croissance modérée, au rythme de l'augmentation de la puissance installée. L'outil industriel du Groupe, l'usine Georges Besse, a été conçu initialement pour une durée d'exploitation de 20 ans. Cette usine fonctionne depuis 1979 dans de bonnes conditions techniques. Grâce aux investissements de maintenance et de modernisation réalisés de façon régulière, la pérennité technique de l'usine est assurée jusqu'au début de la prochaine décennie, mais reste incertaine au-delà de cet horizon. De plus, le prix de l'électricité (contribuant jusqu'à présent à environ 60 % du prix de revient de l'enrichissement par diffusion gazeuse) est un enjeu sensible.

Ainsi, pour faire face à ces contraintes techniques et économiques, AREVA a prévu l'arrêt de cette usine au début de la prochaine décennie et son remplacement par une nouvelle installation. AREVA prévoit l'utilisation de la technologie d'enrichissement par centrifugation éprouvée industriellement et économiquement (voir la section 4.4.3.3), dans l'usine Georges Besse II, dont la réalisation nécessitera un investissement (y compris le coût d'accès à la technologie) d'environ trois milliards d'euros sur la période 2006-2018 pour une puissance de 7,5 MUTS et qui suppose la mise en œuvre de l'accord conclu avec Urenco (voir la section 4.15.3.2). L'étude du remplacement des capacités de conversion de l'usine de Comurhex est menée en parallèle de cet investissement.

- **Améliorer sa productivité dans la fabrication du combustible**

L'industrie de la fabrication du combustible est marquée par de fortes barrières à l'entrée, liées à l'importance et à la variabilité des spécifications techniques maîtrisées par les seuls concepteurs de réacteurs. Elle n'en reste pas moins un marché fortement concurrentiel compte tenu des capacités de production mondiales excédentaires. La croissance du marché est également liée à l'évolution du parc installé et à son taux d'utilisation minorée par l'effet des performances accrues du combustible.

Dans ce contexte, le Groupe entend poursuivre ses efforts de productivité en optimisant le fonctionnement de ses sites et de son offre de produits afin de maintenir sa position de leader mondial, avec plus d'un tiers du marché fourni par AREVA.

Sur l'amont du cycle, les grands concurrents d'AREVA (Cameco pour les activités *mines* et *chimie*, Urenco et USEC pour l'activité *enrichissement*, Westinghouse et l'alliance nippo-américaine Global Nuclear Fuel sur les activités *combustible*) sont seulement présents sur une partie du cycle. Le Russe FAAE (Rosatom) est le seul acteur susceptible de proposer des prestations sur l'ensemble des métiers du cycle amont, mais son positionnement concurrentiel est différent de celui d'AREVA, notamment en raison de son marché d'origine. Ainsi, AREVA dispose d'une position de référence sur le marché libre mondial dans la chaîne de fabrication du combustible nucléaire, position qu'il entend conserver en s'adaptant à l'évolution géographique des marchés.

4.4.1. BUSINESS UNIT MINES

4.4.1.1. Chiffres clés

(en millions d'euros, IFRS)	**2005**	**2004**
Chiffre d'affaires	508	475
Effectif en fin d'année	2 657 personnes	2 390 personnes

4.4.1.2. Métiers

Les quatre principales activités de la Business Unit *Mines*, outre l'activité de négoce, sont :

- l'exploration : recherche de nouveaux gisements pour l'avenir ;
- l'exploitation : extraction du minerai d'uranium par différentes techniques minières ;
- le traitement des minerais : concentration de l'uranium naturel par voie chimique ;
- le réaménagement des sites après exploitation : remise en état des sites miniers suivant les normes environnementales les plus strictes.

Les activités minières du Groupe concernent principalement l'uranium, métal relativement abondant dans la croûte terrestre, qui contient à l'état naturel trois isotopes principaux : l'U238 non fissile pour plus de 99 %, l'U235 fissile pour 0,7 %, et l'U234 en très faible proportion.

AREVA est également producteur d'or. L'or a été, dans les années 1980, une diversification qui a permis de maintenir un pôle de savoir-faire en période de dépression du marché de l'uranium, provoquée, entre autres, par la découverte de gros gisements, l'arrêt de certains programmes de développement du nucléaire dans le monde et la mise à disposition d'importantes ressources secondaires. Les équipes ont non seulement profité des similitudes des contextes géologiques et des techniques d'exploitation et de traitement, mais aussi de la facilité à commercialiser ce métal sur le marché court terme.

Les activités minières se développent sur des cycles longs, nécessitant des investissements importants pendant plusieurs années avant que ne débute l'exploitation proprement dite de la mine, lorsque les premières livraisons d'uranium sont réalisées et les premiers revenus versés. Les cash-flows augmentent ensuite avant de décliner à nouveau dans les dernières années d'exploitation.

Modèle économique d'exploration et d'exploitation d'un gisement d'uranium : de l'exploration à la faisabilité d'un gisement*, un modèle économique particulièrement long

** Avant licencing (obtention du licencing et construction : 5 à 10 ans).*
Source : AREVA.

La détection des indices minéralisés de surface ou souterrains par géophysique au sol ou aéroportée (gravimétrie, électromagnétisme, radiométrie) rendue possible grâce aux rayonnements émis par les roches uranifères, géochimie et étude géologique au sol sont les premières étapes de l'exploration des territoires qu'AREVA choisit pour leur histoire géologique favorable. Viennent ensuite les travaux de sondage, qui permettent une première estimation des ressources du gisement.

Après confirmation de l'intérêt des découvertes, la maille de sondage est resserrée pour affiner l'évaluation des ressources et vérifier leur exploitabilité technique et économique (réserves). Ces opérations soumises à des permis de recherche, donnant accès ultérieurement à des titres d'exploitation, se déroulent sur 10 à 15 ans en moyenne, pour un coût moyen estimé aujourd'hui à 50 millions d'euros par gisement sur l'ensemble de la période.

Les faisabilités technique et économique des projets miniers étant prouvées, le minerai d'uranium est exploité selon les caractéristiques du gisement soit en mine souterraine, soit à ciel ouvert, soit en lixiviation in situ (cf. Lexique).

Pour les mines à ciel ouvert ou souterraines, le minerai extrait est transporté vers une usine de traitement. Il y est alors broyé et l'uranium en est extrait par des solutions généralement acides. La solution obtenue est précipitée pour obtenir après séchage un concentré d'uranium (le "Yellow Cake") qui est conditionné pour expédition vers les usines de conversion choisies par les clients. La technique de lixiviation in situ est utilisée le plus souvent pour des minéralisations à basse ou très basse teneur. Avec un temps de mise en production souvent court, la lixiviation consiste à faire circuler par des puits injecteurs, dans la couche minéralisée, une solution oxydante qui dissout sélectivement l'uranium. La solution obtenue est ensuite récupérée et traitée dans des usines spécifiques.

Enfin, le réaménagement des sites miniers est une activité importante mettant en œuvre des techniques de génie civil et minier spécifiques et faisant appel à l'ensemble des disciplines des sciences de la vie et de la Terre.

4.4.1.3. Moyens industriels et humains

Les effectifs sont localisés en Afrique, en Amérique du Nord, en Asie et en Europe, ainsi que dans une moindre proportion en Australie (production d'or et exploration).

Les sites de production d'uranium sont situés dans trois pays : le Canada, le Niger et le Kazakhstan. Les installations sur site sont exploitées par des sociétés dont le pourcentage détenu par AREVA est mentionné ci-dessous. Pour autant, ce pourcentage n'est pas obligatoirement égal à la part de production enlevée par AREVA. Cette information est indiquée à la section 4.4.1.5.

Les sites du Canada

Au Canada, les productions d'AREVA proviennent de deux sites miniers : McClean Lake exploité par AREVA et McArthur River/ Rabbit Lake exploité par Cameco Corporation. Un troisième gisement, Cigar Lake, également opéré par Cameco Corporation sera mis en exploitation en 2007. Ces sites exploités par des joint-ventures sont tous situés à environ 600 km au nord de Saskatoon.

Le Groupe met en place dans chacun des sites qu'il exploite et sur l'ensemble de ses activités des systèmes de management environnementaux conformes à la norme internationale ISO 14001. Les sites de McClean Lake, Cluff Lake (fermé il y a 4 ans) et les activités d'exploration ont obtenu la certification correspondante, respectivement en 2000 et 2004.

Enfin, depuis deux ans, AREVA y augmente très nettement son effort d'exploration, particulièrement dans le bassin de l'Athabasca, qui reste la zone uranifère la plus prometteuse du Canada.

McClean Lake

McClean Lake est détenu et opéré à 70 % par AREVA (22,5 % Denison Mines Ltd ; 7,5 % OURD Co. Ltd, Japon).

Les premières productions d'uranium ont débuté en 1999 à partir du minerai extrait de petits gisements proches de la surface.

Les minerais extraits sont traités dans l'usine de Jeb, mise en service il y a moins de 10 ans. Cette usine d'une capacité de 8 millions lbU_3O_8 fait l'objet de travaux d'extension.

Fin 2006, après des travaux d'extension, la capacité de l'usine sera de 4 600 tonnes d'uranium (12 millions lbU3O8), ce qui permettra de traiter le minerai de Cigar Lake. Cette joint-venture emploie 450 personnes dont plus de 40 % issues des communautés locales.

McArthur River

McArthur River est détenu et exploité par Cameco Corporation qui en détient 69,8 % (30,2 % AREVA). McArthur River est le plus grand des gisements à forte teneur au monde.

Le gisement a été découvert en 1988. L'extraction a commencé en décembre 1999.

Compte tenu des fortes teneurs, les méthodes d'exploitation utilisent des équipements télécommandés afin d'éviter le contact direct des mineurs avec le corps minéralisé en place. Les minerais extraits sont traités dans l'usine de Key Lake, d'une capacité de 7 190 tonnes d'uranium (18,7 millions lbU_3O_8), à 100 km environ au sud du gisement. Cette usine est opérée par Cameco Corporation qui détient 83,3 % des parts (16,7 % AREVA). Cette JV emploie environ 310 personnes.

Depuis l'incident de creusement survenu en 2003, ayant entraîné le noyage partiel de la mine, de nouvelles procédures opératoires et de nouvelles capacités de pompage ont été mises en œuvre sous le contrôle de l'administration provinciale.

Cigar Lake

Cigar Lake sera exploité par Cameco Corporation qui détient 50,03 % (37,1 % AREVA, 7,88 % Idemitsu Uranium Exploration Canada Ltd. et 5 % TEPCO Resources Inc.).

Cigar Lake est le deuxième gisement à forte teneur au monde après celui de McArthur River.

AREVA a découvert le gisement en 1981 et proposé, puis a contribué au développement de la méthode d'exploitation qui y sera utilisée. Situé à 450 mètres sous la surface, dans des roches peu résistantes et gorgées d'eau, le gisement ne peut être exploité par des méthodes conventionnelles. Les partenaires dont AREVA ont donc mis au point une technologie pour durcir les terrains par congélation. L'abattage du minerai se fera à l'aide d'un jet d'eau à haute pression (technique du Jet Boring). Les galeries d'infrastructures (équipement, sondages de congélation et Jet Boring) seront toutes placées dans les terrains sains qui sont sous le gisement.

En décembre 2004, après obtention des autorisations administratives, les partenaires ont décidé la mise en exploitation du gisement, ce qui a permis le démarrage de la phase de construction qui selon Cameco devrait s'achever à la fin de 2007.

L'effectif est actuellement de 350 personnes. Il se stabilisera autour de 250 pendant l'exploitation.

En pleine capacité, Cigar Lake produira annuellement 6 900 tonnes d'uranium (18 millions IbU_3O_8). Pendant la première phase de l'exploitation (environ 15 ans), le minerai extrait sera traité dans les usines de McClean Lake et de Rabbit Lake.

Principaux sites miniers canadiens

Source : AREVA.

Les sites du Niger

Au Niger, la présence d'uranium a été mise en évidence par les équipes d'exploration du CEA dans les années 60. La zone uranifère se situe dans les plaines de piémont situées à l'ouest du massif granitique de l'Aïr. Les gisements sont de nature sédimentaire.

La mise en exploitation des gisements a nécessité la création de deux sociétés minières SOMAÏR et COMINAK et de deux cités minières Arlit et Akokan, situées à environ 800 km au nord de Niamey.

Environ 1 700 personnes travaillent sur ces sites. Les sociétés apportent non seulement des emplois, mais aussi un support sanitaire, social et éducatif aux populations locales dans une région isolée et économiquement défavorisée.

À ce jour, seuls les gisements de la région d'Arlit ont été mis en exploitation sur une concession minière de 360 km^2 détenue par AREVA. Les deux sociétés minières sont certifiées ISO 14001.

Dans cette province uranifère, la probabilité de découverte de nouveaux gisements est importante, d'où l'effort d'exploration projeté par le Groupe avec dépôt de demande de permis à l'issue d'une campagne de prospection aérienne réalisée en 2004.

Somaïr

Somaïr (Société des Mines de l'Aïr) a été créée en 1968. AREVA exploitant détient 63,4 % des parts et l'ONAREM (Office National des Ressources Minières) 36,6 %.

Depuis 1971, Somaïr exploite plusieurs gisements d'uranium à proximité de la ville d'Arlit.

Le minerai est extrait en carrières (mines à ciel ouvert) et est traité dans une usine d'une capacité de 2 000 tonnes d'uranium (5,2 millions IbU3O8), située sur le site. Somaïr emploie environ 600 salariés.

Cominak

Cominak (Compagnie Minière d'Akouta) a été créée en 1974. Son capital est détenu à hauteur de 34 % par AREVA exploitant, de 31 % par l'ONAREM (Niger), de 25 % par OURD (Overseas Uranium Resources Development Company Ltd, Japon) et de 10 % par ENUSA (Enusa Industrias Avanzadas S.A, Espagne).

Depuis 1978, Cominak exploite deux principaux gisements (Akouta et Akola) à proximité de la ville d'Akokan. Elle emploie environ 1 100 salariés.

Le minerai est extrait en mine souterraine. Il est ensuite traité dans l'usine du site d'une capacité de 2 000 tonnes d'uranium (5,2 millions IbU_3O_8).

Principaux sites miniers du Niger

Source : AREVA.

Les sites du Kazakhstan

La société Katco, dont le siège est installé à Almaty, a été créée en 1997 dans le but d'exploiter et de développer les gisements de Muyunkum et de Tortkuduk, dans le Kazakhstan Sud, à environ 250 km au nord de Simkent.

Les actionnaires sont AREVA (51 %) et la société kazakhe Kazatomprom (49 %), en charge de superviser l'activité nucléaire nationale, principalement la production d'uranium naturel.

Le développement industriel des deux sites distants d'une centaine de kilomètres a été lancé en avril 2004 à la suite de la signature d'accords entre les deux actionnaires. Ces accords ont mis fin à une étude de faisabilité de plus de 3 ans avec test en vraie grandeur sur pilote industriel. L'objectif nominal de production est pour les deux gisements de 1 500 tonnes d'uranium/an (3,9 millions IbU3O8) pour un investissement de 150 millions de dollars US à l'horizon 2008.

Cependant, la taille des gisements, les perspectives sur de nouveaux permis accordés par les autorités et la prolongation récemment accordée du contrat d'utilisation du sous-sol de KATCO sur 35 ans, permettent d'envisager une augmentation substantielle de la production à horizon 2010.

L'usine de traitement du gisement de Muyunkum construite en 2005 a débuté sa production en novembre de la même année. La première production de l'usine du gisement de Tortkuduk en cours de construction est attendue pour 2007.

Principaux sites miniers du Kazakhstan

Source : AREVA.

Les réaménagements de sites miniers

Depuis l'origine des activités minières du Groupe, plus de 400 millions d'euros au total ont été engagés pour le démantèlement des installations et le réaménagement des sites de 13 secteurs miniers en France, au Gabon, aux États-Unis et au Canada. Au terme des travaux de réaménagements, les sites sont revégétalisés et mis sous surveillance avec le suivi et l'analyse de nombreux paramètres d'impact environnemental. Ce suivi intervient dans le cadre d'un système de management environnemental pour une période dépendant de l'amélioration, puis de la stabilité des paramètres chimiques et radiologiques, avec des objectifs situés bien en-deçà des réglementations. Cette période est spécifique des caractéristiques naturelles des sites, mais aussi des attentes sociétales locales. L'expérience acquise à ce jour montre qu'elle n'est généralement pas inférieure à 10 ans.

En France, les stockages de "résidus miniers" issus de l'usine de traitement sont répertoriés par l'ANDRA, restent propriété de AREVA NC et font l'objet d'un suivi environnemental et radiologique spécifique certifié ISO 14001.

4.4.1.4. Marché et positionnement concurrentiel

Marché

La demande du parc mondial de réacteurs s'établit à environ 68 000 tonnes en 2005 (demande "brute" exprimée en équivalent uranium naturel). Cette demande a été en légère croissance en volume au cours des cinq dernières années (entre 0,5 et 1 % par an), du fait de l'augmentation des facteurs de charge, de la mise sur le réseau de quelques nouveaux réacteurs et de l'augmentation de puissance d'un nombre croissant de réacteurs existants. Cette hausse connaît maintenant un palier du fait de la baisse du taux de rejet de l'enrichissement motivée par la forte hausse du prix de l'uranium enregistrée ces deux dernières années, tandis que le prix des services d'enrichissement restait quasiment stable.

La production mondiale, en légère hausse, couvre actuellement un peu moins des deux tiers de la consommation en uranium, à laquelle s'ajoute depuis un an, une demande supplémentaire, en partie spéculative, visant à reconstituer des stocks. Le marché de l'uranium se caractérise donc par un déséquilibre entre la demande et la production : depuis le début des années 90, plus de 40 % des besoins sont couverts par des ressources dites secondaires (déstockage d'électriciens ou d'industriels du cycle du combustible, matières issues de la dilution du HEU, utilisation des combustibles MOX (cf. Lexique) et de l'uranium issu du traitement, ré-enrichissement de l'uranium appauvri).

L'épuisement des stocks excédentaires d'uranium, particulièrement ceux des électriciens, ainsi que des stocks d'uranium détenus en Russie, vont conduire à une augmentation de la part de la production primaire dans l'offre comme l'illustre le graphique ci-après. Cependant, dans l'immédiat, cette augmentation va rester limitée du fait de la durée de mise en œuvre des nouvelles productions, notamment liée aux contraintes techniques et réglementaires.

À moyen terme, la demande sera donc satisfaite par les sources secondaires encore disponibles : ré-enrichissement de tails (ou uranium appauvri), autres stocks, notamment producteurs ou stocks stratégiques des électriciens si nécessaire, ainsi que par quelques productions complémentaires si les conditions de marché le permettent. (Ces hypothèses de destockage ne sont pas représentées dans le graphique ci-après).

L'augmentation de la production s'effectuera essentiellement à travers les projets de nouvelles mines compensant quelques baisses de production et fermetures prévues pour l'après 2010.

Dans les projets, on peut citer en particulier :

- Cigar Lake à partir de 2007 ;
- Divers projets au Kazakhstan, notamment Katco à partir de 2006, Inkai à partir de 2007, Mynkuduk à partir de 2008 ;
- En Afrique, Langer Heinrich dès 2006, l'expansion de Rössing après 2009 ;
- En Australie, l'expansion d'Olympic Dam au-delà de 2010.

Consommation et approvisionnement du monde

Source : d'après UxC Oct. 2005 & WNA 2005.

La nécessité de voir désormais la production primaire redevenir la source prépondérante de l'offre va contribuer à maintenir une pression forte sur les prix de l'uranium, compte tenu des lourds investissements qu'il faudra réaliser sur le long terme. En effet, cette hausse de production passera par la prolongation de la durée de vie et l'augmentation de la capacité de certaines mines existantes, la mise en exploitation de nouveaux gisements et une reprise rapide de l'exploration.

Évolution récente des indices prix spots de l'uranium (en dollars)

Source : TradeTech.

Production mondiale estimée pour 2005

Géographiquement, la production mondiale d'uranium, estimée à 42 200 tU pour 2005, est pour moitié localisée au Canada et en Australie, devant l'Asie centrale (y compris la Russie) et le continent africain, comme indiqué dans le tableau ci-après.

Estimation de la production mondiale d'uranium en 2005

En 2005, AREVA figure avec Cameco Corporation et Rio Tinto dans le groupe des trois premiers producteurs mondiaux de concentrés d'uranium, chacun représentant entre 15 % et 20 % de la production mondiale d'uranium. Ensemble, les sept premiers acteurs mondiaux totalisent plus de 80 % de la production mondiale. AREVA peut se prévaloir, du point de vue concurrentiel, de disposer aujourd'hui d'un portefeuille minier structuré et diversifié (par sa présence dans trois des quatre grandes régions minières du monde). Ces éléments permettent à ses clients de sécuriser leurs approvisionnements dans le cadre de contrats long terme.

Par ailleurs, le coût de développement de nouveaux projets, ainsi que la durée nécessaire avant leur entrée en production, constituent une barrière à l'entrée importante, qui limite le risque d'émergence de nouveaux acteurs sur ce marché. Dans ces conditions, AREVA est dans une position privilégiée qui doit lui permettre de contribuer à satisfaire l'augmentation de la demande d'uranium dans les années à venir.

Classement des dix premiers pays producteurs

Pays	Production 2005 estimée (tU)	Environ (%)	Cumul (%)
Canada	11 790	28	
Australie	9 350	22	50
Kazakhstan	4 100	10	60
Russie	3 300	8	68
Niger	3 200	8	76
Namibie	3 050	7	83
Ouzbékistan	2 600	6	89
États-Unis	1 100	3	92
République d'Afrique du Sud	850	2	94
Ukraine	850	2	96
Autres	2 010	4	100
Total	**42 200**		

Source : AREVA.

Classement des dix premiers producteurs

Producteurs	Production 2005 estimée (tU)	Environ (%)	Cumul (%)
Cameco	8 320	20	
Rio Tinto (ERA + Rössing)(2)	6 370	15	35
AREVA(1)	6 020	15	50
Kazatomprom	3 820	9	59
BHP-Billiton/ODM (incl. WMC)	3 550	8	67
TVEL (Russie)	3 300	8	75
Navoi (Ouzbékistan)	2 600	6	81
Vostgok (Ukraine)	850	2	83
Nufcor (Afrique du Sud)	850	2	85
CNNC (Chine)	800	2	87
Autres	5 440	13	100
Total	**42 200**		

(1) Cette production et les ressources secondaires d'AREVA, participent à la part de marché globale de 20 % indiquée à la section 4.3.1.2.

(2) Les productions des mines de ERA et Rössing exploitées par Rio Tinto ont été consolidées dans une structure commerciale unique à partir de l'automne 2005. Pour l'année 2005, une part de production de 100 % de Rössing et de 69 % de ERA a été attribuée à Rio Tinto. La sortie des actionnaires minoritaires de ERA devrait accroître la part de production de Rio Tinto en 2006.

Source : AREVA.

4.4.1.5. Ressources, réserves et localisation des productions

Uranium

Les réserves minérales dans les gisements accessibles au Groupe (environ 140 500 tU) correspondent à plus de vingt fois la production du Groupe en 2005. Ces réserves en terre sont complétées par des sources dites secondaires. En particulier, AREVA, dans le cadre des accords dits "HEU russe" (réutilisation de l'uranium issu du démantèlement des armes nucléaires russes) a accès à l'équivalent de près de 2 600 tonnes par an jusqu'en 2013.

Comme en 2004, le rapport 2005 a été fait sur la base des "ressources minérales en terre" pour être en conformité avec les méthodes retenues par les partenaires et concurrents du Groupe.

Le volume des réserves reste quasi-stable à environ 140 500 tonnes (- 2 150 tonnes par rapport à 2004) malgré une production de 6 019 tonnes. Le volume des ressources pouvant raisonnablement passer en réserves à moyen terme est d'environ 82 000 tonnes, en diminution de près de 8 250 tonnes. Cette variation est essentiellement due à la valorisation d'une partie de ces ressources en réserves, à des abandons de ressources non récupérables dans la mine de Cominak au Niger et à de mauvais résultats de sondages sur la concession d'Arlit au Niger et dans la mine de McArthur (Cameco) au Canada. De plus, le Groupe dispose pour le long terme de près de 247 000 tonnes d'autres ressources minérales en terre à fin 2005.

Le volume des ressources minérales globales en terre du Groupe s'élève ainsi à près de 330 000 tonnes d'uranium. La différence entre le chiffre 2005 des ressources globales de 330 000 tonnes et le chiffre 2004 de 490 000 tU vient pour l'essentiel du fait qu'en 2005 les réserves ne sont plus incluses dans les ressources.

Les activités de recherche et d'exploration d'AREVA se développent autour de sites déjà exploités dans des contextes géologiques connus ou dans des régions encore peu explorées dont le potentiel uranifère est prometteur. Elles sont menées suivant des programmes établis sur des périodes de plus de dix ans.

Les ressources et les réserves du Groupe à fin 2005, ainsi que les productions d'uranium en 2005, sont précisées dans les tableaux ci-après. Elles n'incluent pas les ressources d'uranium après dilution du HEU russe (environ 21 000 tonnes) ou les autres ressources secondaires.

Méthodes d'estimation

Les estimations des ressources et réserves d'AREVA sont menées à partir de données recueillies par les équipes du Groupe ou provenant de rapports audités. Le Service des Réserves du Groupe est en charge de ces estimations.

Par ailleurs, les réserves du Groupe font l'objet, au Canada, d'estimations contradictoires ou de rapport d'audit entre les actionnaires des sociétés exploitant les mines, et au Niger d'un rapport de qualification conforme à la norme canadienne de type NI-43-101 par Systèmes Géostat International Inc.

- Les "réserves minérales en terre" sont calculées à partir des ressources présentant la meilleure précision d'estimation et ayant fait l'objet d'une étude ou d'une pré-étude de faisabilité sur la base de coûts calculés ou estimés. Elles sont présentées hors des catégories "ressources".
- Les "ressources minérales en terre" correspondent à des minéralisations moyennement à bien connues à partir de sondages, ayant fait ou n'ayant pas encore fait l'objet d'une étude de faisabilité minière, et dont l'exploitation est envisagée ou susceptible de l'être. Elles n'incluent pas les réserves définies ci-dessus.
- Les "autres ressources minérales en terre" correspondent à des minéralisations dont l'exploitation est gelée pour des raisons administratives ou dont la valorisation nécessite des conditions de marché plus favorables.

NB : toutes ces ressources sont indiquées "en terre" ; ce qui signifie avant application du rendement usine.

Les termes "mesurées", "indiquées", "inférées" correspondent au niveau de fiabilité dans l'estimation des ressources minérales en termes de quantité, teneur, densité, forme et caractéristiques physiques (cf. Lexique).

Critères et paramètres

			Parts AREVA		Paramètres applicables aux réserves				
								Permis d'exploitation	
Pays	Sites	Opérateur	Participations (%)	Enlèvements (%)	Rendement (%)	Durée de vie (ans)	Type*	Début	Fin
Australie	Koongarra	AREVA NC	100,00	100,00	-	-	OP	n.a.	n.a.
Canada	Cigar Lake	Cameco	37,10	37,10	98,56	12,9	UG	n.a.	n.a.
Canada	Dawn Lake	Cameco	23,09	23,09	-	-	n.d.	n.a.	n.a.
Canada	Key Lake	Cameco	16,67	30,20	97,90	0,0	OP	n.a.	n.a.
Canada	Kiggavik	AREVA NC	99,00	99,00	-	-	OP	n.a.	n.a.
Canada	McArthur	Cameco	30,20	30,20	97,90	20,8	UG	2004	2008
Canada	McClean	AREVA NC	70,00	70,00	97,50	2,1	OP/UG	2005	2009
Canada	Midwest	AREVA NC	69,16	69,16	98,50	3,2	n.d.	n.a.	n.a.
Canada	Sissons Schultz	AREVA NC	50,00	50,00	-	-	UG	n.a.	n.a.
États-Unis	Malco Texas	AREVA NC	71,00	71,00	-	-	ISL	n.a.	n.a.
États-Unis	Malco Wyoming	AREVA NC	71,00	71,00	-	-	ISL	n.a.	n.a.
États-Unis	Pathfinder	AREVA NC	100,00	100,00	-	-	OP/UG	n.a.	n.a.
France	Aquitaine	AREVA NC	100,00	100,00	-	-	n.d.	n.a.	n.a.
Kazakhstan	Muyunkum Phase 1	AREVA NC	51,00	100,00	79,04	11,9	ISL	2000	2039
Kazakhstan	Muyunkum Phase 2	AREVA NC	51,00	51,00	79,04	12,3	ISL	2000	2039
Kazakhstan	Tortkuduk Phase 1	AREVA NC	51,00	100,00	79,00	9,9	ISL	2000	2039
Kazakhstan	Tortkuduk Phase 2	AREVA NC	51,00	51,00	79,00	2,0	ISL	2000	2039
Niger	Arlit Concession	AREVA NC	100,00	100,00	-	-	OP	n.a.	n.a.
Niger	Cominak	AREVA NC	34,00	46,40	96,20	11,3	UG	1975	2043
Niger	Imouraren	AREVA NC	70,00	100,00	-	-	n.d.	n.a.	n.a.
Niger	Somair	AREVA NC	63,40	100,00	94,90	13,5	OP	1968	2043

** OP : open-pit (mine à ciel ouvert).*
UG : underground (mine souterraine).
n.d. : non defined (non défini à l'heure actuelle, les gisements n'étant pas encore en exploitation).
ISL : In-Situ Leaching (lixiviation in-situ).

Réserves minérales en terre (estimations à fin 2005)

		Réserves prouvées			Réserves probables			Réserves totales				
											Parts AREVA	
Pays	Sites	Minerai kt	Teneur ‰(2)	Métal tU(1)	Minerai kt	Teneur ‰	Métal tU	Minerai kt	Teneur ‰	Métal tU	Participations(3) tU	Enlèvements(4) tU
Canada	Cigar Lake	518	167,80	86 996	58	35,40	2 069	577	154,39	89 065	33 043	33 043
Canada	Key Lake	62	4,40	272	0	0,00	0	62	4,40	272	45	82
Canada	McArthur	363	206,67	75 118	364	204,96	74 531	727	205,81	149 649	45 187	45 187
Canada	McClean	720	6,82	4 912	0	0,00	0	720	6,82	4 912	3 438	3 438
Canada	Midwest	170	60,50	10 262	0	0,00	0	170	60,50	10 262	7 097	7 097
Kazakhstan	Muyunkum Phase 1	5 233	0,60	3 140	6 610	0,60	3 966	11 843	0,60	7 106	3 624	7 106
Kazakhstan	Muyunkum Phase 2	0	0,00	0	12 255	0,60	7 353	12 255	0,60	7 353	3 750	3 750
Kazakhstan	Tortkuduk Phase 1	0	0,00	0	19 716	0,60	11 829	19 716	0,60	11 829	6 033	11 829
Kazakhstan	Tortkuduk Phase 2	0	0,00	0	3 954	0,60	2 373	3 954	0,60	2 373	1 210	1 210
Niger	Cominak	1 698	4,66	7 909	3 664	4,29	15 737	5 362	4,41	23 647	8 040	10 972
Niger	Somair	5 687	2,94	16 716	0	0,00	0	5 687	2,94	16 716	10 598	16 716
Total		**14 451**	**14,21**	**205 325**	**46 622**	**2,53**	**117 859**	**61 073**	**5,29**	**323 184**	**122 066**	**140 431**

NB : les termes "prouvées" et "probables" correspondent au niveau de fiabilité dans l'estimation des réserves minérales en termes de quantité, teneur, densité, forme et caractéristiques physiques (fiabilité des estimations allant du niveau le plus élevé au moins élevé dans ce tableau).
(1) tU : tonnes d'uranium.
(2) Teneur du minerai en ‰.
(3) Part AREVA : pourcentage de participation d'AREVA dans la JV minière.
(4) Enlèvement AREVA : quantité d'uranium susceptible d'être "vendue/distribuée" à AREVA par la JV minière.
Source : AREVA.

Ressources minérales en terre hors réserves (estimations à fin 2005)

		Mesurées			Indiquées			Mesurées + Indiquées				
											Parts AREVA	
Pays	Sites	Minerai kt	Teneur ‰ (2)	Métal tU (1)	Minerai kt	Teneur ‰	Métal tU	Minerai kt	Teneur ‰	Métal tU	Participations (3) tU	Enlèvements (4) tU
Canada	McArthur	41	86,63	3 542	40	71,01	2 830	81	78,92	6 372	1 924	1 924
Canada	Midwest	0	0,00	0	123	18,31	2 247	123	18,31	2 247	1 554	1 554
Niger	Cominak	756	3,36	2 544	1 820	3,14	5 725	2 577	3,21	8 269	2 812	3 837
Niger	Somair	0	0,00	0	3 875	1,65	6 397	3 875	1,65	6 397	4 056	6 397
Total		**797**	**7,63**	**6 086**	**5 858**	**2,94**	**17 199**	**6 655**	**3,50**	**23 285**	**10 345**	**13 712**

		Inférées				
					Parts AREVA	
Pays	Sites	Minerai kt	Teneur ‰ (2)	Métal tU (1)	Participations (3) tU	Enlèvements (4) tU
Canada	Cigar Lake	317	143,51	45 446	16 860	16 860
Canada	McArthur	585	62,35	36 451	11 007	11 007
Canada	Midwest	57	39,31	2 252	1 558	1 558
Kazakhstan	Muyunkum Phase 2	2 091	0,58	1 210	617	617
Kazakhstan	Tortkuduk Phase 2	18 228	0,60	10 937	5 578	5 578
Niger	Arlit Concession	3 500	4,00	14 000	14 000	14 000
Niger	Cominak	7 575	2,47	18 718	6 364	8 685
Niger	Somair	3 397	2,98	10 115	6 413	10 115
Total		**35 750**	**3,89**	**139 130**	**62 397**	**68 420**

NB: les termes "mesurées", "indiquées", "inférées" correspondent au niveau de fiabilité dans l'estimation des ressources minérales en termes de qualité, teneur, densité, forme et caractéristiques physiques (fiabilité des estimations allant du niveau le plus élevé au moins élevé dans ce tableau).

(1) tU : tonnes d'uranium.

(2) Teneur du minerai en ‰.

(3) Part AREVA : pourcentage de participation d'AREVA dans la JV minière.

(4) Enlèvement AREVA : quantité d'uranium susceptible d'être "vendue/distribuée" à AREVA par la JV minière.

Source : AREVA.

Autres ressources minérales en terre (estimations à fin 2005)

		Mesurées			Indiquées			Mesurées + Indiquées				
											Parts AREVA	
Pays	Sites	Minerai kt	Teneur ‰ (2)	Métal tU (1)	Minerai kt	Teneur ‰	Métal tU	Minerai kt	Teneur ‰	Métal tU	Participations (3) tU	Enlèvements (4) tU
Australie	Koongarra	624	10,55	6 585	188	5,33	1 000	812	9,34	7 585	7 585	7 585
Canada	Dawn Lake	0	0,00	0	347	14,36	4 977	347	14,36	4 977	1 149	1 149
Canada	Kiggavik	0	0,00	0	8 338	2,07	17 255	8 338	2,07	17 255	17 082	17 082
Canada	McClean	789	10,29	8 115	91	10,50	957	880	10,31	9 072	6 350	6 350
Canada	Sissons Schultz	0	0,00	0	15 810	2,50	39 572	15 810	2,50	39 572	19 786	19 786
États-Unis	Malco Texas	0	0,00	0	808	0,84	677	808	0,84	677	481	481
États-Unis	Malco Wyoming	1 773	0,88	1 557	6 400	0,93	5 949	8 173	0,92	7 506	5 329	5 329
États-Unis	Pathfinder	247	4,30	1 060	2 253	2,16	4 868	2 499	2,37	5 928	5 928	5 928
France	Aquitaine	143	1,20	172	6 249	1,81	11 279	6 392	1,79	11 451	11 451	11 451
Kazakhstan	Muyunkum Phase 2	0	0,00	0	11 542	0,75	8 661	11 542	0,75	8 661	4 417	4 417
Niger	Cominak	2 099	3,63	7 630	0	0,00	0	2 099	3,63	7 630	2 594	3 540
Niger	Imouraren	0	0,00	0	105 800	1,12	118 100	105 800	1,12	118 100	82 670	118 100
Niger	Somair	11 327	0,75	8 539	3 571	1,94	6 930	14 898	1,04	15 469	9 807	15 469
Total		**17 002**	**1,98**	**33 657**	**161 395**	**1,36**	**220 225**	**178 397**	**1,42**	**253 882**	**174 630**	**216 668**

		Inférées				
					Parts AREVA	
Pays	Sites	Minerai kt	Teneur ‰ (2)	Métal tU (1)	Participations (3) tU	Enlèvements (4) tU
États-Unis	Pathfinder	2 967	1,21	3 576	3 576	3 576
France	Aquitaine	287	0,48	139	139	139
Kazakhstan	Muyunkum Phase 2	4 180	0,64	2 684	1 369	1 369
Niger	Imouraren	24 700	1,03	25 500	17 850	25 500
Total		**32 134**	**0,99**	**31 899**	**22 934**	**30 584**

NB : les termes "mesurées", "indiquées", "inférées" correspondent au niveau de fiabilité dans l'estimation des ressources minérales en termes de quantité, teneur, densité, forme et caractéristiques physiques (fiabilité des estimations allant du niveau le plus élevé au moins élevé dans ce tableau).

(1) tU : tonnes d'uranium.

(2) Teneur du minerai en ‰.

(3) Part AREVA : pourcentage de participation d'AREVA dans la JV minière.

(4) Enlèvement AREVA : quantité d'uranium susceptible d'être "vendue/distribuée" à AREVA par la JV minière.

Source : AREVA.

Productions

(en tonnes d'unité)

Pays	Sites	Total (1) 2005	Part enlevée (2) 2005
Canada	McArthur	7 200	2 171
Canada	McClean	2 112	1 478
France	Div. Min. Herault	3	3
États-Unis	Malco Wyoming	48	48
Kazakhstan	Muyunkum Phase 1	38	38
Niger	Cominak	1 778	966
Niger	Somair	1 315	1 315
Total		**12 494**	**6 019**

(1) tU : tonnes d'uranium contenues dans les concentrés à la sortie de l'usine de traitement.

(2) Enlèvement AREVA : quantité d'uranium produite dans l'année et "vendue/distribuée" à AREVA par la JV minière.

Source : AREVA.

Analyse des variations

Elle est classiquement pratiquée sur les tonnages globaux en terre des gisements.

Réserves prouvées

(en tonnes d'unité) Pays	Sites	**31 décembre 2004**	Extraction 2005 (1)	Variation d'estimation	**31 décembre 2005**
Canada	Cigar Lake	86 996	0	0	86 996
Canada	Key Lake	272	0	0	272
Canada	McArthur (2)	128 438	(7 121)	(46 199)	75 118
Canada	McClean (3)	6 836	(2 164)	240	4 912
Canada	Midwest	10 262	0	0	10 262
Kazakhstan	Muyunkum Phase 1	3 182	(42)	0	3 140
Niger	Cominak (4)	7 890	(1 979)	1 998	7 909
Niger	Somair (5)	5 569	(1 526)	12 673	16 716
Total des réserves prouvées		**249 444**	**(12 831)**	**(31 288)**	**205 325**

Réserves probables

(en tonnes d'unité) Pays	Sites	**31 décembre 2004**	Extraction 2005 (1)	Variation d'estimation	**31 décembre 2005**
Canada	Cigar Lake	2 069	-	0	2 069
Canada	McArthur (2)	32 908	-	41 623	74 531
Kazakhstan	Muyunkum Phase 1	3 966	-	0	3 966
Kazakhstan	Muyunkum Phase 2 (6)	7 521	-	(168)	7 353
Kazakhstan	Tortkuduk Phase 1	11 829	-	0	11 829
Kazakhstan	Tortkuduk Phase 2 (7)	3 117	-	(744)	2 373
Niger	Cominak	15 737	-	0	15 737
Niger	Somair (5)	7 921	-	(7 921)	0
Total des réserves probables		**85 070**	**-**	**32 789**	**117 859**

(1) Correspond à l'extraction minière. La différence entre cette extraction et la production représente le rendement de traitement, l'inventaire en usine et le délai entre extraction et production.

(2) Déclassement de "réserves prouvées" en "réserves probables" par Cameco (opérateur).

(3) Nouvelle valorisation des réserves de la mine à ciel ouvert SUE E.

(4) Nouvelles estimations et valorisation des réserves des quartiers de Akola et Akouta.

(5) Valorisation des ressources en réserves suite à étude de faisabilité du gisement Artois.

(6) Nouvelles estimations et valorisation d'une partie des ressources de Muyunkum.

(7) Nouvelles estimations et valorisation d'une partie des ressources de Tortkuduk.

Ressources mesurées

(en tonnes d'unité) Pays	Sites	31 décembre 2004	Variation d'estimation (2)	31 décembre 2005
Canada	McArthur (1)	3 791	(249)	3 542
Kazakhstan	Muyunkum Phase 2 (2)	369	(369)	0
Niger	Cominak (3)	4 092	(1 548)	2 544
Niger	Somair (4)	461	(461)	0
Total ressources mesurées		**8 714**	**(2 628)**	**6 086**

Ressources indiquées

(en tonnes d'unité) Pays	Sites	31 décembre 2004	Variation d'estimation	31 décembre 2005
Canada	McArthur (1)	2 830	0	2 830
Canada	Midwest	2 247	0	2 247
Kazakhstan	Muyunkum Phase 2 (2)	1 214	(1 214)	0
Niger	Cominak (3)	6 969	(1 244)	5 725
Niger	Somair	6 397	0	6 397
Total ressources indiquées		**19 657**	**(2 458)**	**17 199**

Ressources inférées

(en tonnes d'unité) Pays	Sites	31 décembre 2004	Variation d'estimation	31 décembre 2005
Canada	Cigar Lake	45 446	0	45 446
Canada	McArthur (1)	40 597	(4 146)	36 451
Canada	Midwest	2 252	0	2 252
Kazakhstan	Muyunkum Phase 2 (2)	120	1 090	1 210
Kazakhstan	Tortkuduk Phase 2 (5)	9 538	1 399	10 937
Niger	Arlit Concession (6)	22 200	(8 200)	14 000
Niger	Cominak (3)	21 458	(2 740)	18 718
Niger	Somair	10 127	(12)	10 115
Total ressources inférées		**151 739**	**(12 609)**	**139 130**

(1) Nouvelle estimation des ressources suite à une campagne de sondages réalisée par Cameco.

(2) Ajustement et déclassement d'une partie des ressources de Muyunkum.

(3) Effets conjugués d'une diminution des ressources suite aux résultats négatifs d'une campagne de sondages rapprochés sur Akola d'un déclassement en "autres ressources" d'une partie des ressources des quartiers Akola et Akouta et d'une nouvelle estimation des gisements Ebba Nord et Sud effectuée après une campagne de sondages.

(4) Augmentation de la quantité de ressources transformées en réserves après une nouvelle étude de faisabilité d'Artois.

(5) Nouvelles estimations et valorisation d'une partie des ressources de Tortkuduk aboutissant à un déclassement de réserves.

(6) Abandon des ressources des gisements d'Argus et d'Arcadie suite à une campagne de sondages rapprochés aux résultats négatifs.

Autres ressources mesurées

(en tonnes d'unité) Pays	Sites	31 décembre 2004	Variation d'estimation	31 décembre 2005
Australie	Koongarra	6 585	0	6 585
Canada	McClean	6 727	1 388	8 115
États-Unis	Malco Wyoming	1 557	0	1 557
États-Unis	Pathfinder	1 060	0	1 060
France	AREVA NC France	172	0	172
Kazakhstan	Muyunkum Phase 2 (1)	9 783	(9 783)	0
Niger	Cominak (2)	4 046	3 584	7 630
Niger	Somair	8 670	(131)	8 539
Total ressources mesurées		**38 600**	**(4 943)**	**33 657**

Autres ressources indiquées

(en tonnes d'unité) Pays	Sites	31 décembre 2004	Variation d'estimation	31 décembre 2005
Australie	Koongarra	1 000	0	1 000
Canada	Dawn Lake	4 977	0	4 977
Canada	Kiggavik	17 255	0	17 255
Canada	McClean	957	0	957
Canada	Sissons Schultz	39 572	0	39 572
États-Unis	Malco Texas	677	0	677
États-Unis	Malco Wyoming	5 949	0	5 949
États-Unis	Pathfinder	4 868	0	4 868
France	AREVA NC France	11 279	0	11 279
Kazakhstan	Muyunkum Phase 2 (1)	3 211	5 450	8 661
Niger	Imouraren	118 100	0	118 100
Niger	Somair (3)	10 537	(3 607)	6 930
Total ressources indiquées		**218 381**	**1 844**	**220 225**

Autres ressources inférées

(en tonnes d'unité) Pays	Sites	31 décembre 2004	Variation d'estimation	31 décembre 2005
États-Unis	Pathfinder	3 576	0	3 576
France	AREVA NC France	139	0	139
Kazakhstan	Muyunkum Phase 2 (1)	0	2 684	2 684
Niger	Imouraren	25 500	0	25 500
Total ressources inférées		**29 215**	**2 684**	**31 899**

(1) Nouvelles estimations et valorisation avec déclassement d'une partie des ressources de Muyunkum.

(2) Déclassement en "Autres ressources" suite à la valorisation des quartiers Akola et Akouta.

(3) Nouvelle valorisation des ressources après une nouvelle étude de faisabilité d'Artois.

Pour rappel, AREVA utilise la classification des ressources correspondantes au JORC (Australie) et à la CIM (Canada) :

Or

Critères et paramètres

			Parts AREVA		Paramètres applicables aux réserves				
								Permis d'exploitation	
Pays	Sites	Opérateur	Participations (%)	Enlèvements (%)	Rendement (%)	Durée de Vie (ans)	Type*	Début	Fin
Australie	Mungari East	Cominor	51,00	51,00	-	-	OP	1994	2025
Australie	Mungari West	Cominor	51,00	51,00	96,20	1,4	OP	1999	2023
Australie	Polaris	Cominor	68,01	68,01	-	-	n.d.	n.a.	n.a.
Côte d'Ivoire	Fetekro	Cominor	65,00	100,00	-	-	n.d.	n.a.	n.a.
Côte d'Ivoire	SMI	Cominor	51,00	100,00	82,80	11,1	OP	1989	2006**
Soudan	AMC	Cominor	40,00	40,00	85,97	3,7	OP	1991	2018

** OP : open-pit (mine à ciel ouvert)/ n.d. : non defined (non défini à l'heure actuelle, les gisements n'étant pas encore en exploitation).*

*** Permis renouvelable par périodes de 4 ans.*

Réserves minérales en terre (estimations à fin 2005)

		Réserves prouvées			Réserves probables			Réserves totales				
											Parts AREVA	
Pays	Sites	Minerai kt	Teneur g/t	Métal kg	Minerai kt	Teneur g/t	Métal kg	Minerai kt	Teneur g/t	Métal kg	Participations (1) kg	Enlèvements (2) kg
Australie	Mungari West	1 316	2,55	3 356	482	1,55	747	1 798	2,28	4 103	2 092	2 092
Côte d'Ivoire	SMI	2 882	5,48	15 779	140	4,00	560	3 022	5,41	16 339	8 333	16 339
Soudan	AMC	4 135	4,94	20 437	0	0,00	0	4 135	4,94	20 437	8 175	8 175
Total		**8 333**	**4,75**	**39 573**	**622**	**2,10**	**1 307**	**8 955**	**4,57**	**40 880**	**18 601**	**26 607**

Ressources minérales en terre hors réserves (estimations à fin 2005)

		Mesurées			Indiquées			Mesurées + Indiquées				
											Parts AREVA	
Pays	Sites	Minerai kt	Teneur g/t	Métal kg	Minerai kt	Teneur g/t	Métal kg	Minerai kt	Teneur g/t	Métal kg	Participations (1) Kg	Enlèvements (2) kg
Australie	Mungari East	895	6,27	5 611	1 887	5,56	10 501	2 782	5,79	16 112	8 217	8 217
Total		**895**	**6,27**	**5 611**	**1 887**	**5,56**	**10 501**	**2 782**	**5,79**	**16 112**	**8 217**	**8 217**

NB : les termes "prouvées" et "probables" correspondent au niveau de fiabilité dans l'estimation des réserves minérales en termes de quantité, teneur, densité, forme et caractéristiques physiques (fiabilité des estimations allant du niveau le plus élevé au moins élevé dans ce tableau).

(1) Part AREVA : pourcentage de participation d'AREVA dans la JV minière.

(2) Part d'enlèvement AREVA : quantité d'or susceptible d'être "vendue/distribuée" à AREVA par la JV minière.

Source : AREVA.

		Inférées				
					Parts AREVA	
Pays	Sites	Minerai kt	Teneur g/t	Métal kg	Participations (1) kg	Enlèvements (2) kg
Australie	Mungari East	559	5,63	3 145	1 604	1 604
Australie	Mungari West	22	2,55	57	29	29
Côte d'Ivoire	Fetekro	2 769	2,17	6 020	3 913	6 020
Total		**3 349**	**2,75**	**9 221**	**5 546**	**7 653**

Source : AREVA.

Autres ressources minérales en terre (estimations à fin 2005)

		Mesurées			Indiquées			Mesurées + Indiquées				
											Parts AREVA	
Pays	Sites	Minerai kt	Teneur g/t	Métal kg	Minerai kt	Teneur g/t	Métal kg	Minerai kt	Teneur g/t	Métal kg	Participations (1) kg	Enlèvements (2) kg
Côte d'Ivoire	SMI	702	4,39	3 083	30	8,24	249	733	4,55	3 331	1 699	3 331
Total		**702**	**4,39**	**3 083**	**30**	**8,24**	**249**	**733**	**4,55**	**3 331**	**1 699**	**3 331**

		Inférées				
					Parts AREVA	
Pays	Sites	Minerai kt	Teneur g/t	Métal kg	Participations (1) kg	Enlèvements (2) kg
Australie	Polaris	489	1,25	611	415	415
Côte d'Ivoire	Fetekro	905	3,22	2 919	1 897	2 919
Total		**1 394**	**2,53**	**3 530**	**2 313**	**3 335**

Productions

(en kilo d'or)* Pays	Sites	Total 2005	Part enlevée** 2005
Australie	Mungari East	2 004	1 022
Côte d'Ivoire	SMI	1 335	1 335
Soudan	AMC	4 739	1 895
Total		**8 077**	**4 252**

** Quantité d'or en kilogramme contenue dans les concentrés à la sortie de l'usine de traitement.*

*** Part enlevée : quantité d'or produite dans l'année et "vendue/distribuée" à AREVA par la JV minière.*

NB. : les termes "mesurées", "indiquées", "inférées" correspondent au niveau de fiabilité dans l'estimation des ressources minérales en termes de quantité, teneur, densité, forme et caractéristiques physiques (fiabilité des estimations allant du niveau le plus élevé au moins élevé dans ce tableau).

(1) Part AREVA : pourcentage de participation d'AREVA dans la JV minière.

(2) Part d'enlèvement AREVA : quantité d'or susceptible d'être "vendue/distribuée" à AREVA par la JV minière.

Source : AREVA.

Analyse des variations

Réserves prouvées

(en kilo d'or) Pays	Sites	**31 décembre 2004**	Extraction 2005 (1)	Variation d'estimation	**31 décembre 2005**
Australie	Mungari East	1 353	1 438	85	0
Australie	Mungari West	3 356	0	0	3 356
Côte d'Ivoire	SMI	17 420	1 705	64	15 779
Soudan	AMC (2)	23 507	8 853	5 783	20 437
Total réserves prouvées		**45 636**	**11 996**	**5 932**	**39 573**

Réserves probables

(en kilo d'or) Pays	Sites	**31 décembre 2004**	Extraction 2005 (1)	Variation d'estimation	**31 décembre 2005**
Australie	Mungari East (3)	1 056	0	(1 056)	0
Australie	Mungari West	747	0	0	747
Côte d'Ivoire	SMI	560	0	0	560
Total réserves probables		**2 363**	**0**	**(1 056)**	**1 307**

Commentaires :

(1) Correspond à l'extraction minière. La différence entre cette extraction et la production représente le rendement de traitement, l'inventaire en usine et le délai entre extraction et production.

(2) Nouvelle valorisation des projets.

(3) Fin d'exploitation à ciel ouvert ; déficit d'extraction par rapport à l'estimé.

Ressources mesurées

(en kilo d'or) Pays	Sites	**31 décembre 2004**	Variation d'estimation	**31 décembre 2005**
Australie	Mungari East	5 611	0	5 611
Total ressources mesurées		**5 611**	**0**	**5 611**

Ressources indiquées

(en kilo d'or) Pays	Sites	**31 décembre 2004**	Variation d'estimation	**31 décembre 2005**
Australie	Mungari East	10 501	0	10 501
Total ressources indiquées		**10 501**	**0**	**10 501**

Ressources inférées

(en kilo d'or) Pays	Sites	**31 décembre 2004**	Variation d'estimation	**31 décembre 2005**
Australie	Mungari East	3 145	0	3 145
Australie	Mungari West	57	0	57
Côte d'Ivoire	Fetekro	6 020	0	6 020
Total ressources inférées		**9 221**	**0**	**9 221**

Autres ressources mesurées

(en kilo d'or) Pays	Sites	**31 décembre 2004**	Variation d'estimation	**31 décembre 2005**
Côte d'Ivoire	SMI	3 083	0	3 083
Total autres ressources mesurées		**3 083**	**0**	**3 083**

Autres ressources indiquées

(en kilo d'or) Pays	Sites	31 décembre 2004	Variation d'estimation	31 décembre 2005
Côte d'Ivoire	SMI	249	0	249
Total autres ressources indiquées		**249**	**0**	**249**

Autres ressources inférées

(en kilo d'or) Pays	Sites	31 décembre 2004	Variation d'estimation	31 décembre 2005
Australie	Polaris	611	0	611
Côte d'Ivoire	Fetekro	2 919	0	2 919
Total autres ressources inférées		**3 530**	**0**	**3 530**

Aucune variation n'a été enregistrée.

4.4.1.6. Relations clients/fournisseurs

Clients

Les clients de la Business Unit sont les principaux exploitants mondiaux de centrales nucléaires. Ils recherchent, pour la majorité d'entre eux, des contrats pluriannuels (de l'ordre de 5 à 10 ans) leur garantissant une sécurité d'approvisionnement indispensable à l'exploitation de leurs centrales.

Les prix contractés sont le plus souvent calculés sur la base de formules qui font référence pour l'essentiel à un prix de base indexé généralement sur un facteur d'inflation.

Dans un contexte de tension forte sur l'offre d'uranium disponible sur le marché, l'année 2005 a vu la confirmation de la tendance amorcée en 2004 vers des formules de prix mixtes contractées par les clients. Ces prix sont la combinaison pour partie d'un prix de base indexé sur l'inflation et pour partie d'indicateurs de prix représentatifs du marché de l'uranium. Les perspectives à court terme sur l'équilibre entre l'offre et la demande laissent penser que les prix de marché deviendront une composante essentielle dans l'offre commerciale.

Fournisseurs

Hors le contrat spécifique d'approvisionnement d'uranium obtenu après dilution du HEU issu du démantèlement de l'arsenal militaire russe (décrit dans la section "Stratégie et Perspectives" de la partie 4.4), l'uranium proposé par la Business Unit à ses clients provient de ressources minières en provenance des sociétés dans lesquelles elle intervient.

Il est important de noter que le contexte actuel de hausse des prix des matières premières n'est pas sans répercussion sur les coûts de revient de la production.

4.4.1.7. Recherche et Développement

Exploration minière

Pendant 20 ans, malgré l'effondrement du marché, à la différence de la majorité des opérateurs miniers du secteur, AREVA a maintenu un effort de recherche minière à hauteur d'environ 3 % du chiffre d'affaires de la Business Unit *Mines*. Cette stratégie a permis le maintien du savoir-faire des équipes de géologues, le recueil et la synthèse d'informations scientifiques actualisées et la préparation de sujets nouveaux dans la perspective d'un retournement du marché. Avec un budget avoisinant en 2005 16 millions d'euros AREVA lance sur les prochaines années un programme ambitieux d'exploration et vise à moyen terme un triplement de ses dépenses.

À court terme

AREVA va augmenter de plus de 70 % le nombre de ses géologues afin de retrouver l'effectif opérationnel qui lui a permis en son temps la découverte des grands gisements de France, du Niger et du Canada (Cluff Lake, Cigar Lake…).

Les premières actions consistent à accentuer les travaux de développement autour des sites miniers en activité et à préparer de nouvelles campagnes d'exploration dans les provinces uranifères connues du Groupe. Concrètement et même si la découverte de gisement peut statistiquement prendre plusieurs années, les premiers effets de ce redéploiement sont significatifs.

Au Niger, l'analyse des résultats collectés lors de la campagne de géophysique aérienne réalisée en 2004 a permis le dépôt de demandes de permis ciblés dont l'attribution devrait intervenir en 2006. Dans l'est canadien, les nouvelles recherches donnent des résultats encourageants à Shea Creek, au sud de l'ancien site minier de Cluff Lake. En Australie du Sud, au nord d'Adélaïde, les négociations avec les aborigènes ont débouché sur un accord

permettant un début d'exploration en 2006. En Finlande, des premiers travaux de terrains ont abouti à la localisation de trois zones prometteuses et à un dépôt de permis fin 2005.

À moyen et long terme

Des équipes mixtes comprenant géologues mineurs, chimistes et économistes travaillent dès à présent sur la réalisation de projets émergents ou identifiés par le passé, notamment en Amérique du Nord et en Asie centrale.

Recherche

La Business Unit mène aussi des études et recherches pour développer ses techniques d'exploitation minière et de traitement des minerais (en usine ou par lixiviation).

4.4.1.8. Activité et faits marquants

En 2005, le Groupe a vendu, négoce compris, 13 200 tonnes d'uranium contre 12 500 tonnes en 2004. 6 020 tonnes ont été produites, un niveau légèrement inférieur à celui de 2004. Tout comme en 2004, l'essentiel de ces productions est issu du Canada et du Niger.

Les développements industriels lancés en 2004 pour l'exploitation des gisements de Katco au Kazakhstan et de Cigar Lake au Canada se sont poursuivis en 2005.

Au Kazakhstan, la première usine est entrée en production fin 2005 avec l'exploitation du gisement de Muyunkum Sud. Parallèlement, une prolongation du contrat d'utilisation du sous-sol par Katco sur 35 ans a été signée en octobre 2005. Ce développement assure à AREVA une bonne pérennité dans ce pays, qui fait désormais partie des principaux pays producteurs au monde.

Au Canada sur le gisement de Cigar Lake, les travaux de développement du sous-sol et d'aménagement des infrastructures terrestres ont continué tout au long de l'année conformément au calendrier. Ont été notamment réalisés 57 km de routes, les bâtiments résidentiels des employés et quelques installations souterraines et de surface.

La filiale australienne d'AREVA, Interuranium Australia a vendu fin 2005 sa participation de 7,8 % dans la société Energy Ressources of Australia qui exploite la mine d'uranium de Ranger dans le nord de l'Australie. Cette participation à caractère financier ne permettait pas d'accéder à la matière et ne présentait pas de caractère stratégique. Le produit de cette cession sera affecté au financement des futurs investissements du Groupe dans le secteur minier.

En France, le Tribunal Correctionnel de Limoges a prononcé la relaxe définitive d'AREVA NC à la suite de la plainte déposée par les associations "Sources et Rivières du Limousin" et "France Nature Environnement" pour abandon de déchets et atteinte à la faune piscicole. Les deux associations ont fait appel de cette décision sur son seul volet civil (cf 4.15.5).

L'activité commerciale observée sur le marché en 2005 a été particulièrement soutenue par des contrats long terme, particulièrement à l'export. Cette hausse d'activité dont AREVA a bénéficié est le reflet d'une double tendance. D'une part, une demande des électriciens de contracter sur des périodes plus longues que précédemment (pour certains d'entre eux, des contrats sur plus de 10 ans, voire sur la durée de vie des réacteurs). D'autre part, une anticipation de la couverture des besoins de la part des électriciens, soucieux du tarissement progressif des ressources secondaires et de la demande croissante en uranium dans un contexte de renouveau du nucléaire.

Ainsi, l'uranium devient une ressource stratégique pour les clients électriciens et un atout commercial fort pour le groupe AREVA.

4.4.1.9. Perspectives et axes de développement

La Business Unit bénéficie d'un carnet de commandes significatif à fin 2005, qui lui assure près de cinq années de chiffre d'affaires. À l'avenir, la Business Unit souhaite renforcer la diversification de son portefeuille clients.

À fin 2005, environ 64 % du carnet de commandes a été contracté sur la base de prix antérieurs à 2003, et 36 % contracté progressivement sur les prix de la période 2004-2005. L'effet de la hausse du prix de l'uranium sur le chiffre d'affaires et les résultats de la Business Unit sera ainsi relativement modéré jusqu'en 2008 et sensiblement plus important à compter de 2009. Moins de 40 % du chiffre d'affaires de la Business Unit pour la période 2006-2008 sera sensible à l'évolution des prix du marché post 2005.

Dans une perspective de renouveau du nucléaire, AREVA se positionne dès à présent comme l'un des fournisseurs incontournables d'uranium, avec un premier objectif de doubler sa production à l'horizon 2010. Toutefois le coût des ressources supplémentaires sera sans doute impacté par la mise en exploitation de gisements plus difficiles.

Enfin, AREVA développe un vaste programme d'exploration à travers le monde dans le cadre du "plan TURBO" tout en poursuivant ses investissements sur ses sites existants, afin d'augmenter ses capacités de production.

4.4.2. BUSINESS UNIT CHIMIE

4.4.2.1. Chiffres clés

(en millions d'euros, IFRS)	2005	2004
Chiffre d'affaires	283	232
Effectif en fin d'année	1 640 personnes	1 652 personnes

4.4.2.2. Métiers

Conversion d'uranium naturel (U_{308}) en hexafluorure d'uranium (UF_6)

Le métier principal de la Business Unit *Chimie* est la conversion de l'uranium naturel en hexafluorure d'uranium. Aujourd'hui, tous les procédés d'enrichissement, étape qui succède à la conversion dans le cycle du combustible, fonctionnent en utilisant l'UF_6 comme forme chimique de l'uranium.

La conversion du concentré d'uranium en provenance des mines, déjà propriété du client électricien à ce stade, est réalisée en deux étapes. Dans un premier temps, l'uranium est transformé en tétra fluorure d'uranium (UF_4) : le concentré minier est dissous par de l'acide, puis purifié pour fournir, après précipitation-calcination, de la poudre d'UO3. Cette dernière est ensuite hydrofluorée (avec de l'acide fluorhydrique) et se transforme en UF_4. L'UF_4 a l'apparence de granulés de couleur verte. Ces opérations sont réalisées dans l'usine Comurhex - Malvési à Narbonne (Aude).

L'UF4 est dans un deuxième temps transformé par fluoration en hexafluorure d'uranium (UF_6), un composé présentant la caractéristique chimique d'être sous forme gazeuse à relativement basse température. Le fluor utilisé est obtenu par électrolyse d'acide fluorhydrique. Ces opérations sont réalisées dans l'usine Comurhex - Pierrelatte (Drôme).

En synthèse, le procédé se présente de la façon suivante :

** Opérations purement "Cliniques"*

Stabilisation de l'hexafluorure d'uranium (UF_6) par défluoration

Au cours de l'enrichissement de l'uranium (voir Business Unit *Enrichissement*), il est généré de l'hexafluorure d'uranium appauvri. Celui-ci est transformé en un oxyde d'uranium, insoluble, stable et non agressif pour entreposage en toute sécurité dans l'attente d'être valorisé. L'usine de défluoration de AREVA NC - Pierrelatte est la seule au monde à réaliser à l'échelle industrielle la transformation de l'hexafluorure d'uranium appauvri en oxyde. Cette transformation de l'hexafluorure d'uranium appauvri en oxyde génère un sous-produit (acide fluorhydrique à 70 %) d'une grande pureté qui est ensuite commercialisé.

Recyclage de l'uranium issu du traitement

Après un séjour de trois à quatre ans dans un réacteur, le combustible nucléaire déchargé contient encore 96 % d'uranium. Après les opérations de traitement réalisées à l'usine de AREVA NC - La Hague (voir Business Unit *Traitement*), l'uranium récupéré est transporté sous forme de nitrate d'uranyle sur le site de la Business Unit *Chimie* à Pierrelatte, pour être converti en oxyde stable (dénitration) ou être transformé à nouveau en hexafluorure d'uranium. Certains réacteurs européens sont chargés en combustible produit à partir de l'uranium issu du traitement (en France, la centrale de Cruas en Ardèche).

Autres produits fluorés

Le savoir-faire nécessaire à la conversion, notamment dans le domaine de la fluoration de l'uranium, a permis de développer des activités en dehors du domaine nucléaire.

La société Comurhex a ainsi mis au point une gamme de produits fluorés (2 % du chiffre d'affaires de la Business Unit) :

- L'hexafluorure de tungstène utilisé dans l'industrie micro-électronique, dans la fabrication des téléphones mobiles, des cartes à puce, des GPS…,
- Le fluor azote est, quant à lui, utilisé dans l'industrie automobile pour l'imperméabilisation des réservoirs d'essence et le traitement des matières plastiques,
- Le tri fluorure de chlore est nécessaire au nettoyage des barrières d'enrichissement d'EURODIF et à des niveaux de pureté élevés, il est utilisé dans la fabrication de microprocesseurs.

Dans le secteur des composés fluorés, les deux principaux clients sont Air Liquide et Air Products. Le Groupe est le premier producteur européen de fluor et le deuxième au niveau mondial.

Vente de technologie

AREVA NC valorise son expertise mondialement reconnue de la défluoration en uranium appauvri en cédant sa technologie à des industriels de stature internationale. Ainsi, AREVA et la société russe Tenex ont signé en mai 2005 un contrat de transfert de technologie pour la construction en Sibérie d'une usine de défluoration. Le savoir-faire d'AREVA permettra à Tenex d'entreposer en toute sécurité cette matière valorisable et de produire de l'acide fluorhydrique commercialisable dans l'industrie chimique.

4.4.2.3. Moyens industriels et humains

Les activités de la Business Unit *Chimie* sont principalement réparties sur quatre sites industriels, tous situés en France :

- La production d'UF_4 est assurée par l'usine de Comurhex - Malvési, grâce à cinq fours fonctionnant en parallèle,
- La production d'UF_6 est assurée par Comurhex - Pierrelatte dans deux réacteurs à flamme,
- La défluoration de l'uranium appauvri est réalisée sur quatre lignes de production dans l'Établissement de AREVA NC Pierrelatte,
- La conversion du nitrate d'uranyle (dénitration) en oxyde ou en hexafluorure est effectuée dans trois unités de AREVA NC et Comurhex Pierrelatte,
- Le recyclage du lithium est assuré par l'usine de AREVA NC Miramas.

Les capacités annuelles de production sont de 14 500 tonnes de conversion en UF_6, 14 000 tonnes de défluoration, 2 800 tonnes de dénitration et 80 tonnes de produits fluorés divers.

La proximité des installations de la Business Unit *Chimie* avec celles de la Business Unit *Enrichissement* est un véritable atout pour les clients puisque cela permet de transporter l'UF_6 à EURODIF à moindre coût.

Compte tenu de l'utilisation de produits chimiques présentant des risques potentiels de toxicité et des spécificités liées à la mise en œuvre de l'uranium, le personnel employé est dûment habilité.

Aussi, toutes les compétences nécessaires pour exploiter, produire et développer dans de bonnes conditions de sécurité et de sûreté sont rassemblées.

Les salariés de la Business Unit *Chimie* sont affectés à hauteur de 36 % aux fonctions administratives et de support (laboratoires, radioprotection, etc.) et à hauteur de 64 % à l'outil de production.

4.4.2.4. Marché et positionnement concurrentiel

Les besoins annuels mondiaux de conversion s'élèvent en 2005 à environ 62 000 tonnes, dont 22 000 tonnes en Europe de l'Ouest et Centrale, 6 000 tonnes en Europe de l'Est et du Sud-Est, 20 000 tonnes en Amérique du Nord et 12 700 tonnes en Asie.

Avec une production de 14 000 tonnes d'UF_6 en 2005, AREVA maintient sa position au premier rang mondial.

Ses principaux concurrents sont Cameco (Canada), Converdyn (États-Unis), BNFL (Royaume-Uni) et FAAE (Russie). Cameco et Converdyn ont des capacités nominales de conversion comparables, respectivement 12 500 tonnes/an et environ 12 700 tonnes/an. BNFL, seul concurrent européen, dispose d'une capacité nominale de production de l'ordre de 6 000 tonnes. Alors que BNFL avait annoncé en 2001 son retrait du marché à l'horizon 2006, un accord commercial a été signé avec Cameco au premier trimestre 2005 par lequel BNFL convertirait 5 000 tonnes par an d'UO_3 en provenance de Cameco en UF_6 et ceci pendant dix ans. La Russie possède, à travers les usines de FAAE, des capacités importantes de conversion sous-employées du fait de contraintes techniques et géographiques. Elles sont principalement utilisées pour satisfaire les besoins de la filière nucléaire russe.

Les prix de la conversion UF_6 ont atteint des seuils très bas en 2000 - 2001 (2,5 USD/kg d'uranium contenu dans l'UF_6) en raison, notamment, de la remise sur le marché de stocks d'UF_6 consécutive à la privatisation de l'américain USEC, et de l'utilisation du HEU [(1)]. En 2002-2003, comme l'illustre le graphique ci-après, les prix ont progressé pour retrouver fin 2002 un niveau comparable à celui du début des années 90, soit environ 6 USD/kg. Depuis 2004, sous l'effet cumulé de la résorption des stocks d'UF_6 disponibles sur le marché, des difficultés rencontrées par Converdyn, de la réduction des quantités d'UF_6 provenant de l'utilisation du HEU et de l'annonce faite par BNFL de son intention de se retirer du marché, l'indice de prix représentatif du marché européen a fortement progressé pour s'établir à près de 12 USD/kg début 2005. L'indice long terme en Amérique du Nord s'est également aligné. En 2005, les prix de marché des différentes zones sont alignés et sont stabilisés à 12 –13 USD/kg et ce malgré l'annonce de la poursuite de l'activité de l'usine de BNFL.

(1) HEU : Highly Enriched Uranium.

Évolution des indices de prix de conversion UF_6 (en dollars)

Source : Tradetech.

4.4.2.5. Relations clients/fournisseurs

Clients

À l'initiative des clients électriciens nucléaires, la durée moyenne des contrats de conversion récemment signés tend à s'accroître passant ainsi de 3 à 5 ans à des périodes pouvant aller jusqu'à dix ans. En 2005, Comurhex a livré plus de 30 clients électriciens et traders à travers le monde. Les clients de la Business Unit *Chimie* se situent principalement en Europe, en Asie et aux États-Unis. Les contrats de vente de technologie sont d'une durée moyenne de 5 ans.

Fournisseurs

Par ailleurs, la Business Unit *Chimie* limite les risques de rupture d'approvisionnement des produits chimiques réactifs indispensables à ses activités de production en contractant avec des fournisseurs résidant tant en Europe que dans le reste du monde.

4.4.2.6. Activité et faits marquants

En 2005, la conversion d'U_3O_8 en UF_6 a atteint un niveau de production de 14 042 tonnes, niveau proche de celui de 2004 (14 067 tonnes).

En 2005, d'importants contrats à long terme ont été signés avec des électriciens japonais (KANSAI notamment), coréens (KHNP), européens (ENUSA, VATTENFALL) et américains pour un montant total de plus de 230 millions d'euros, soit plus de deux ans du chiffre d'affaires de la conversion. Ils témoignent du portefeuille géographiquement diversifié d'AREVA en matière de conversion.

Par ailleurs la production de l'activité dénitration de la Business Unit *Chimie* s'établie pour sa part à 1 475 tonnes, la production de l'activité défluoration à 11 401 tonnes et de l'ordre de 300 tonnes d'oxyde pour l'activité combustible MOX.

4.4.2.7. Perspectives et axes de développement

L'objectif stratégique de la Business Unit *Chimie* est de conforter sa position de leader sur le marché de la conversion de l'uranium, notamment en Europe. Elle continuera à bénéficier de l'intégration des activités du groupe AREVA et de sa proximité géographique avec les capacités européennes d'enrichissement.

Dans cette perspective, la Business Unit *Chimie* a mis à l'étude un projet industriel de renouvellement de l'outil de production appelé "Comurhex 2". Cette démarche est menée en cohérence avec les programmes d'enrichissement du Groupe et notamment le projet de construction de l'usine d'enrichissement "Georges Besse II" sur le site du Tricastin.

4.4.3. BUSINESS UNIT ENRICHISSEMENT

4.4.3.1. Chiffres clés

(en millions d'euros, IFRS)	2005	2004
Chiffre d'affaires	727	681
Effectif en fin d'année	1 498 personnes	1 517 personnes

4.4.3.2. Métiers

La Business Unit *Enrichissement* enrichit l'UF_6 naturel. Le client apporte à l'enrichisseur l'UF_6 naturel, composé chimique d'uranium et de fluor, gazeux à une température inférieure à 80° C et qui contient l'isotope fissile Uranium 235 nécessaire à l'élaboration du combustible des réacteurs à eau légère. L'UF_6 naturel ne contenant que 0,7 % d'Uranium 235, cette teneur devant être portée à un niveau de 3 à 5 % pour permettre une réactivité du combustible adaptée aux besoins des réacteurs : c'est l'opération d'enrichissement.

La production d'une usine d'enrichissement s'exprime en unités de travail de séparation (UTS). Cette unité est proportionnelle à la quantité d'uranium traitée et donne une mesure du travail nécessaire pour séparer l'isotope fissile. Dans le schéma ci-dessous, on constate que 9 kg d'UF_6 et 5 UTS vont produire 1 kg seulement d'uranium enrichi (à 4 %) et 8 kg d'uranium appauvri (à 0,3 %).

Processus d'enrichissement

(1) variable suivant le procédé utilisé.

Source : AREVA.

Deux procédés industriels sont exploités au niveau mondial : la centrifugation et la diffusion gazeuse. C'est cette dernière technique qui est actuellement utilisée par le groupe AREVA.

Toutefois, l'accord intervenu avec Urenco et ses actionnaires en 2003 devrait donner accès à AREVA à la technologie de centrifugation qui permet d'avoir une consommation d'électricité 50 fois inférieure à celle de la technique de la diffusion gazeuse, tout en réduisant les coûts liés à la maintenance des installations. La technologie de la centrifugation offre également l'avantage d'une construction modulaire permettant une montée en puissance progressive et une adaptation de la capacité de production aux besoins du marché. Cette technologie devrait être utilisée dans la nouvelle usine Georges-Besse II, d'un coût estimé de 2,5 milliards d'euros et dont la construction devrait s'étaler entre 2006 et 2018 environ.

L'industrie de l'enrichissement est une industrie très capitalistique, et marquée par une dimension politique liée à la volonté historique des grands pays nucléarisés de disposer de leur propre outil de production, contribuant à l'indépendance énergétique, associée notamment à un souci de non-prolifération. Cette dimension est essentielle pour comprendre et juger les décisions prises par les acteurs intervenant dans ce domaine.

4.4.3.3. Moyens industriels et humains

La Business Unit *Enrichissement* est implantée dans la Drôme (France) sur le site nucléaire du Tricastin.

Afin de réaliser les prestations de services d'enrichissement, la Business Unit *Enrichissement* utilise l'usine de sa filiale EURODIF détenue directement ou indirectement à 59,7 % par AREVA NC et à 40,3 % par des partenaires étrangers(1). L'essentiel de l'effectif de la Business Unit *Enrichissement*, environ 80 %, est concentré dans l'usine d'EURODIF dont 10 % environ sont composés d'ingénieurs et cadres.

L'usine d'enrichissement d'EURODIF, baptisée Georges-Besse, est constituée d'une cascade de 1 400 étages de diffusion, répartis en 70 groupes. La conception modulaire de l'ensemble, la possibilité d'isoler des groupes et la capacité de modifier le profil de la cascade font que l'arrêt (sur incident ou par diminution du plan de charge) de groupes n'a pas d'incidence sur la capacité de l'usine. La capacité d'enrichissement maximum est de 10,7 MUTS/an et le taux d'utilisation des capacités oscille entre 40 et 100 % selon les périodes de l'année. Cette conception permet également une grande souplesse sur les teneurs d'enrichissement et les quantités à livrer dans des délais courts.

La diffusion gazeuse utilise la différence de masse entre l'Uranium $235F_6$ et $238F_6$ pour les séparer. Toutes les molécules d'un gaz étant en mouvement, celles-ci viennent heurter les parois de l'enceinte dans laquelle elles sont confinées. Comme elles ont toutes la même énergie cinétique, la plus légère, celle portant l'isotope Uranium 235, est aussi la plus rapide, et frappe donc statistiquement la paroi plus souvent que la molécule la plus lourde portant l'isotope Uranium 238. Il en résulte que si la paroi est poreuse, la molécule la plus légère a une probabilité plus forte de traverser cette paroi que la molécule la plus lourde.

(1) Les autres actionnaires d'EURODIF SA sont la société belge Synatom, la société italienne Enea, la société espagnole Enusa et la société franco-iranienne Sofidif. AREVA NC détient 60 % de Sofidif.

Porté à l'état gazeux, l'UF_6 est enrichi par étapes successives à travers une cascade de barrières de diffusion, constituée de 1 400 étages : la séparation isotopique ainsi réalisée se mesure en UTS et constitue le service d'enrichissement vendu aux compagnies électriques. L'UTS, ou SWU (Separative Work Unit) est l'unité de mesure utilisée comme standard international pour qualifier la prestation d'enrichissement et la commercialisation, quelle que soit la technologie utilisée.

Le procédé de diffusion gazeuse utilise une grande quantité d'énergie, l'électricité représenterait en 2005 plus de 60 % du coût de revient de l'enrichissement. La Business Unit *Enrichissement* utilise, en moyenne, l'équivalent de l'énergie électrique consommée par l'agglomération parisienne (3 à 4 % de la production française d'électricité) pour produire les services d'enrichissement nécessaires au fonctionnement d'une centaine de réacteurs nucléaires appartenant à plus de 30 producteurs d'électricité dans le monde. Dans le cas particulier de quelques clients (représentant environ la moitié des volumes), dont EDF qui est le premier client de la Business Unit *Enrichissement*, les ventes sont réalisées dans le cadre d'un contrat de façonnage par lequel le client apporte l'électricité nécessaire à la réalisation de ses besoins d'enrichissement. Le client ne paie donc que la prestation d'enrichissement hors coût électrique. Pour les autres clients, la Business Unit s'approvisionne directement en électricité auprès de différents fournisseurs. Pour bénéficier des conditions de prix de l'électricité les plus favorables, l'usine EURODIF adapte son niveau de puissance électrique aux disponibilités saisonnières d'énergie (cf. section 4.4.3.5).

D'ici à 2009, la Business Unit *Enrichissement* devrait commencer à exploiter la future usine Georges-Besse II par l'intermédiaire de la société d'Enrichissement du Tricastin, contrôlée par le Groupe.

La centrifugation, qui sera mise en œuvre dans cette future usine utilise, elle aussi, la différence de masse entre l'Uranium 235 et l'Uranium 238, mais avec une approche différente de celle utilisée dans le cadre de la diffusion gazeuse.

Principe de la centrifugation

Source : AREVA.

Un cylindre allongé tourne à très haute vitesse sous vide dans un carter, étanche. L'uranium y est introduit sous forme d'hexafluorure d'uranium (UF_6), comme en diffusion gazeuse.

Par l'effet de la force centrifuge, les particules les plus lourdes sont envoyées à la périphérie, créant un effet de séparation isotopique. Le gaz enrichi en isotope léger, et situé plus au centre du bol, est transporté vers le haut de la machine tandis que le gaz enrichi en isotope lourd descend. Les produits enrichis (sortie riche) et appauvris (sortie pauvre) sont récupérés aux deux extrémités de la machine.

4.4.3.4. Marché et positionnement concurrentiel

Les capacités mondiales d'enrichissement disponibles [(1)] sont de l'ordre de 34 MUTS par an, auxquels s'ajoutent l'équivalent de 5,5 MUTS provenant de la dilution du HEU militaire russe (cf. section 4.4. "Stratégie et Perspectives" du Pôle Amont), dont USEC est l'importateur exclusif. Les capacités disponibles sont réparties comme suit :

Acteur	Capacité disponible	Technologie
USEC-production	5 MUTS/an	Diffusion gazeuse
USEC-HEU russe	5,5 MUTS /an	Dilution
AREVA/EURODIF (France)	10 MUTS/an	Diffusion gazeuse
FAAE (Russie)	10 MUTS/an	Centrifugation
Urenco (UK, D, NL)	7,4 MUTS/an	Centrifugation
CNEIC (Chine)	1 MUTS /an	Centrifugation
JNFL (Japon)	< 1 MUTS/an	Centrifugation
Total	**39 à 40 MUTS/an**	

Source : AREVA.

Les capacités du groupe AREVA représentent donc environ 25 % des capacités mondiales disponibles. La demande mondiale des réacteurs correspond aux capacités disponibles et est estimée à environ 40 MUTS pour 2005, réparties de la manière suivante :

- Europe de l'est : 14 %
- Asie : 22 %
- Europe occidentale : 32 %
- Continent américain : 32 %

En Europe de l'Ouest, AREVA occupe la première place du marché de l'enrichissement, devant Urenco et FAAE. En Europe de l'Est, la demande est pour des raisons historiques presque exclusivement assurée par FAAE.

Aux États-Unis, une partie du marché est alimentée par l'uranium enrichi obtenu après dilution du HEU issu du démantèlement des

(1) Compte tenu des accords limitant les capacités russes dans l'Union européenne et aux États-Unis.

armes russes, dont USEC est l'agent exclusif d'importation, et auquel s'ajoute une partie de la production domestique d'USEC. En dépit de l'avantage constitué pour USEC par l'accès au HEU, Urenco et AREVA sont présents sur le marché américain mais ont fait l'objet de plaintes, de la part d'USEC, pour dumping et subvention. Les décisions rendues au cours de l'année 2005 ont été favorables à AREVA et USEC (cf. section 4.15.5.). En Asie, USEC est également, pour des raisons historiques, le premier fournisseur devant Urenco et AREVA, la place de JNFL étant marginale.

Les années 1995-2000 ont été marquées par une surcapacité, notamment due à l'impact de l'utilisation du HEU qui a conduit à une baisse des prix. Cette baisse a été amplifiée par la politique commerciale d'USEC devant la concurrence croissante des autres enrichisseurs à une période où le dollar US était très fort par rapport à l'euro. Depuis 2001 et l'action entreprise par USEC contre les enrichisseurs européens, les prix ont amorcé une hausse, principalement sur le marché américain. Le prix spot est passé de 80 à 118 USD/UTS en début d'année 2006, comme le montre la courbe ci-après. Depuis deux ans, ces niveaux de prix se maintiennent dans un contexte d'équilibre entre offre et demande. La hausse des prix en dollars est cependant significativement atténuée par la baisse du cours de change du dollar contre l'euro observée sur la période. En effet, la plus grande part des ventes d'AREVA est réalisée en euros (zone euro), et d'autre part une grande partie du carnet de commandes libellé en dollars US (Asie et Amérique du Nord) est couverte.

Évolution du prix spot de l'UTS de 1993 à 2005 (en $ courants)

Source : moyenne des valeurs de l'UTS publiées mensuellement par Ux.

La croissance en volume du marché est limitée mais relativement sûre, principalement grâce à l'Asie, où le développement du nucléaire est plus marqué que dans les trois autres grandes régions du monde. La croissance du marché est également due à la hausse générale du taux d'utilisation des centrales nucléaires, à des taux de combustion nécessitant des teneurs d'enrichissement plus élevées, à de nouveaux projets. Elle est également liée à la baisse généralisée des taux de rejet notifiés par les électriciens aux enrichisseurs motivée par une hausse rapide du prix de l'uranium naturel.

Le marché est également régulé par des considérations géopolitiques. En Europe, l'agence d'approvisionnement Euratom contrôle les approvisionnements en uranium et en services d'enrichissement conformément à la déclaration de Corfou, qui encadre les importations d'UTS dans l'Union européenne. Aux États-Unis, l'application de l'accord HEU permet l'importation sur le sol américain des matières issues du désarmement russe. Par ailleurs, la Russie s'interdit toute autre livraison de services d'enrichissement aux États-Unis en application du Suspension Agreement.

4.4.3.5. Relations clients/fournisseurs

Clients

Le marché de l'enrichissement est structuré par des engagements à moyen terme (contrats actuellement d'une durée moyenne de cinq ans). En plus d'EDF, qui représente environ 50 % de son activité, la Business Unit *Enrichissement* compte parmi ses clients près de 30 électriciens répartis aux États-Unis, en Europe et en Asie, représentant l'approvisionnement d'une centaine de réacteurs dans le monde.

Fournisseurs

La principale fourniture de la Business Unit est l'électricité et son approvisionnement est essentiellement effectué auprès d'EDF. La Business Unit est en cours de négociations avec ce dernier afin de renouveler pour les opérations d'export (hors EDF) le contrat d'approvisionnement en électricité qui est parvenu à son terme fin 2005. La Business Unit *Enrichissement* s'est également assurée d'autres ressources notamment par le biais du réenrichissement de l'uranium appauvri obtenu à l'issue de l'opération d'enrichissement.

4.4.3.6. Activité et faits marquants

L'année 2005 est marquée par une stabilisation du volume des ventes d'UTS à 10,4 MUTS, qui conforte le niveau très élevé atteint depuis 2003 (10,6 MUTS).

L'année a été fructueuse sur le plan commercial avec un niveau élevé de ventes de services d'enrichissement, dans la continuité des exercices précédents, et avec des prises de commandes, notamment en Asie et en Europe, qui ont permis de consolider le carnet de commandes à l'export. L'usine Georges Besse a permis d'atteindre les niveaux de production et de livraisons programmés et a montré ses capacités d'ajustement au plan de charge. Pendant l'année, EURODIF a continué à optimiser sa politique d'approvisionnement énergétique en effectuant des achats d'énergie auprès d'autres électriciens européens, en plus d'EDF.

Afin de préparer l'avenir, le processus devant amener le Groupe à disposer d'une nouvelle usine d'enrichissement par centrifugation s'est poursuivi en 2005. En novembre 2003, AREVA a signé avec Urenco et ses actionnaires un accord en vue de la prise de participation par le Groupe, à hauteur de 50 %, dans la société ETC (Enrichment Technology Company Ltd).

Cette société est chargée de concevoir et fabriquer des centrifugeuses dont une partie sera destinée à la future usine d'AREVA baptisée "Georges Besse II", qui sera implantée sur le site du Tricastin (France). Ce rapprochement a été validé le 6 octobre 2004 par la Commission Européenne. Toutefois, pour que l'accord de novembre 2003 entre en vigueur, le traité quadripartite intergouvernemental entre la France, l'Allemagne, le Royaume-Uni et les Pays-Bas ayant pour objet la modification du traité d'Almelo afin de permettre la prise de participation d'AREVA dans le capital d'ETC, doit être ratifié. L'ultime étape de ce processus devrait intervenir au cours du 1er semestre 2006 avec le vote du parlement néerlandais. L'organigramme juridique retenu est décrit ci-dessous.

Organigramme juridique cible pour ETC

(1) Enrichment Technology Company.
(2) Société d'Enrichissement du Tricastin.
Source : AREVA.

Dans le cadre du contentieux douanier initié par USEC à l'encontre d'EURODIF, le US Department of Commerce (DOC) a révisé à la baisse (de près de 45 %), en septembre 2005, le montant des droits compensateurs versés par EURODIF en 2003. Pour 2004, la révision des droits versés est en cours. Par ailleurs, la US Court of Appeals for the Federal Circuit (CAFC) a rendu le 3 mars 2005 une décision de fond confortant l'analyse juridique d'EURODIF. Après une nouvelle audience demandée par USEC et le DOC, la CAFC a confirmé son jugement, épuisant ainsi toutes les voies de recours du DOC devant la CAFC.

Ni le gouvernement américain ni USEC n'ont déposé de recours devant la Cour Suprême des États-Unis pour contester les jugements précédents sur la question de la qualification "bien ou service" des contrats d'enrichissement d'EURODIF (cf. section 4.15.5.).

4.4.3.7. Perspectives et axes de développement

Le marché offre une visibilité à 20 ans, compte tenu de la durée de vie connue des réacteurs, et du parc actuel. La croissance en volume est limitée mais relativement sûre. La progression en Asie devrait se conjuguer avec le renouveau du nucléaire dans certains pays (États-Unis et Finlande notamment).

À moyen terme, et sous réserve d'une évolution du cours du dollar américain à la hausse face à l'euro, la Business Unit *Enrichissement* devrait profiter d'un carnet de commandes qui devrait continuer à se remplir et s'équilibrer plus harmonieusement entre les trois grands marchés (Europe, États-Unis et Asie). Le carnet de commandes export s'est renforcé. À la fin 2005, il représente en moyenne l'équivalent de près de cinq ans de ventes.

Un avenant au contrat de fournitures de services d'enrichissement par EURODIF à EDF a été signé en janvier 2006, avenant qui prolonge, pour une année au moins, le contrat en vigueur depuis 1996.

Pour les années à venir, l'objectif de la Business Unit *Enrichissement* est de remplacer son outil de production en assurant une bonne transition de la technologie "diffusion gazeuse" à la technologie "centrifugation". Le montant total de l'investissement du projet "Georges Besse II" correspondant est de l'ordre de 3 milliards d'euros entre 2006 et 2018, y compris le coût d'accès à la technologie, pour une capacité de production de l'ordre de 7,5 MUTS. Sous réserve et à compter de l'entrée en vigueur définitive de l'accord avec Urenco concernant ETC dans des délais rapides (voir supra), l'usine devrait commencer à produire dans un délai de trois ans, avec une montée en puissance jusqu'en 2017-2018 environ.

4.4.4. BUSINESS UNIT COMBUSTIBLE

4.4.4.1. Chiffres clés

(en millions d'euros, IFRS)	2005	2004
Chiffre d'affaires	1 113	1 136
Effectif en fin d'année	5 252 personnes	5 393 personnes

4.4.4.2. Métiers

La Business Unit *Combustible* conçoit, fabrique et vend des assemblages de combustibles nucléaires (les matières fissiles étant la "propriété" du client) pour les centrales de production d'électricité de type REP ou REB, ainsi que pour les réacteurs de recherche. Outre le combustible classique à l'oxyde d'uranium naturel enrichi, la Business Unit fournit également du combustible MOX et du combustible URE (Uranium de Retraitement Enrichi - cf. Lexique), dans lesquels la matière fissile est issue du processus de recyclage des combustibles usés. Les ventes de combustible MOX du Groupe sont assurées pour partie par la Business Unit *Combustible*. Leur fabrication est quant à elle assurée par la Business Unit *Recyclage* du Pôle Aval (voir section 4.6.1.). Celle-ci peut également vendre directement des crayons MOX à d'autres concepteurs vendeurs d'assemblages.

Produit consommable de très haute technologie qui doit être régulièrement renouvelé, le combustible constitue le cœur du réacteur, siège de la fission nucléaire qui produit l'énergie. À titre d'exemple, un réacteur nucléaire moderne à eau sous pression tel que l'EPR (1 600 MWe) contient près de 120 tonnes de matière fissile distribuée dans les 241 assemblages constituant le cœur du réacteur, seule partie réellement "nucléaire" du réacteur.

Un assemblage est constitué de tubes cylindriques dits "crayons", contenant des pastilles d'oxyde d'uranium frittées (la matière fissile), maintenus dans une structure métallique, ou squelette, le plus souvent réalisée en alliage de zirconium. À titre indicatif, selon son type, un assemblage contient entre 200 kilos et 500 kilos de matière fissile.

Principales étapes de fabrication d'un assemblage

Source : AREVA.

Pour fonctionner de façon sûre, le réacteur doit à tout instant assurer :

- le confinement, au sens de la sûreté nucléaire, des produits radioactifs en situation normale et accidentelle,
- la maîtrise de la réaction en chaîne,
- et le refroidissement du cœur.

L'assemblage combustible contribue à garantir ce fonctionnement sûr : la matière fissile et les produits de fission radioactifs sont enfermés de façon étanche dans une gaine en alliage de zirconium qui constitue la première barrière de confinement.

La conception de l'assemblage est telle que, d'une part, sa géométrie assure la répartition spatiale de la matière fissile nécessaire à la maîtrise de la réaction en chaîne et que, d'autre part, ses déformations en conditions accidentelles sont limitées de façon à permettre en toutes circonstances le refroidissement du cœur et l'insertion des barres de contrôle (cf. Lexique).

À l'issue de son séjour en réacteur, l'assemblage doit continuer à assurer le confinement de la matière fissile et des produits de fission, permettre la dissipation de la puissance thermique résiduelle, pouvoir être manipulé, y compris au sortir de périodes de stockage intermédiaire de plus ou moins longue durée et enfin être retraitable dans l'optique d'une fermeture du cycle.

Le renouvellement du combustible usé s'effectue par rechargement périodique (tous les 12 à 24 mois) d'une fraction du cœur du réacteur (entre 20 et 50 % du nombre total d'assemblages), selon le type de gestion et le niveau de performances des assemblages. Ce nombre d'assemblages renouvelés simultanément constitue une recharge.

La Business Unit *Combustible* maîtrise la totalité du processus de conception et de fabrication, y compris l'élaboration du zirconium et de ses alliages jusqu'à la réalisation de l'assemblage final et répond ainsi aux conditions d'exploitation très exigeantes et aux besoins spécifiques de chaque client. Le combustible n'est en aucun cas un produit courant et facilement substituable. Il requiert la mise en commun de nombreuses compétences de haut niveau scientifique et technique, tant en conception qu'en réalisation, où un niveau de qualité irréprochable constitue une exigence absolue. Ces métiers s'articulent autour de trois grands domaines de compétences :

- la conception, qui s'appuie sur des codes de calcul neutronique, thermo-hydraulique et mécanique et des bases de données construites à partir d'un retour d'expérience en réacteur acquis sur de nombreuses années. Les études de conception sont également nécessaires à l'obtention des licences d'exploitation des réacteurs. Le concepteur d'assemblage est à ce titre un partenaire fort de l'électricien dans ses relations avec son autorité de sûreté nationale ou locale ;
- la production de zirconium et de ses alliages, qui met en œuvre les technologies de la chimie et de la métallurgie ;
- la fabrication de l'assemblage combustible, qui fait appel à la chimie, la métallurgie des poudres, l'assemblage par différentes techniques dont les techniques de soudage évolué, la mécanique et l'usinage, ainsi que de nombreuses techniques de contrôles non destructifs et d'analyses physico-chimiques.

La Business Unit *Combustible* fabrique et commercialise également des produits et semi-produits à base de zirconium. À ce titre, certains concurrents, concepteurs et/ou fabricants d'assemblages de combustible sont également clients de la Business Unit *Combustible*.

4.4.4.3. Moyens industriels

La Business Unit *Combustible* est organisée en trois lignes d'activités :

- une ligne "Conception et Ventes" installée en Allemagne, en France, et aux États-Unis ;
- une ligne "Zirconium" comptant cinq usines en France et une en Allemagne. Chacune de ces usines est plus particulièrement spécialisée dans l'un des aspects de la métallurgie ou du façonnage du zirconium ;
- une ligne "Fabrication" d'assemblages, organisée autour de sept sites de production (deux aux États-Unis et cinq en Europe) approvisionnant les électriciens principalement européens.

Cette dernière ligne donne au Groupe une capacité de production annuelle nominale équivalant à 2 750 tML (cf. Lexique) (1 850 tonnes en Europe et 900 tonnes aux États-Unis). Cette capacité représente un tiers de la capacité de production mondiale installée destinée aux réacteurs à eau légère et près de la moitié des besoins annuels en combustible de ces mêmes réacteurs.

Deux autres entités viennent compléter la Business Unit *Combustible* :

- Cerca, dont les usines sont situées en France, a pour activité principale la fabrication et la vente d'éléments combustibles pour des réacteurs de recherche, activité pour laquelle elle est leader mondial. Elle fabrique et vend également des sources radioactives utilisées pour des applications médicales et de laboratoire.
- Federal Operations, dont les bureaux se trouvent aux États-Unis, fournit des prestations d'ingénierie dans le domaine du nucléaire, pour le département de l'Énergie (DOE) ainsi que pour d'autres programmes du gouvernement fédéral.

4.4.4.4. Marché et positionnement concurrentiel

Le marché cible de la Business Unit *Combustible* est celui des assemblages pour REP – non compris les réacteurs VVER de conception russe – et REB, ainsi que des assemblages pour les réacteurs de recherche. AREVA détient près de 40 % de ce marché.

En 2005, ce marché mondial (sauf ex-URSS) représente environ 6 000 tML (uranium ou plutonium) contenu dans les assemblages. En termes géographiques, les États-Unis en représentent 37 %, l'Europe 35 % et l'Asie 27 %.

À la suite des restructurations industrielles intervenues depuis quelques années dans le domaine du combustible, plus de 80 % des besoins sont fournis par trois groupes principaux : AREVA, BNFL-Westinghouse et GNF (GE, Toshiba et Hitachi). L'expérience cumulée du groupe AREVA s'élève à près de 175 000 assemblages fournis, deux tiers de type REP et un tiers de type REB. Ainsi, 137 des 307 réacteurs REP et REB en exploitation dans le monde (hors VVER à fin décembre 2005) utilisent couramment du combustible AREVA, suivant la cartographie ci-après.

Carte mondiale des réacteurs utilisateurs de combustible AREVA

** Fabricant local utilisant la technologie* AREVA NP.

NB 1 : P = Réacteur à eau sous Pression et B = Réacteur à eau bouillante. (-/-) = Nombre de réacteurs servis en combustible par AREVA / Nombre total de réacteurs en service.

NB 2 : Outre les réacteurs 285 REP et REB en exploitation dans le monde présentés sur cette carte, la filière à eau légère compte également des réacteurs REP et REB non utilisateurs de combustible AREVA et situés au Mexique (2B), en Slovénie (1P), en Corée du Sud (16P), en Inde (2B) et au Pakistan (1P).

Sources : AIEA, WNA, Nuclear Assurance Corporation (décembre 2005).

Sur ces 137 réacteurs servis en combustible par AREVA :

- 2/3 sont constitués par des réacteurs de conception AREVA démontrant ainsi les synergies entre la Business Unit *Combustible* et le Pôle Réacteurs et Services, ce qui représente 95 % de la base installée par AREVA,
- le tiers complémentaire représente 22 % de la base installée par les concurrents d'AREVA.

Comme le montre le schéma ci-après, le groupe AREVA est leader en Europe. Il a significativement développé ses parts de marché aux États-Unis et poursuit son implantation en Asie.

Part de marché des acteurs dans le combustible en 2005

EUROPE

Total du marché : 2 065 t/an

Marchés des REP en Europe = 1 740 t/an

80 % - AREVA

20 % - BNFL-Westinghouse + Enusa

Marchés des REB en Europe = 325 t/an

38 % - AREVA

19 % - GNF Genusa (Geus + Toshiba + Hitachi)

43 % - BNFL - Westinghouse + Enusa

ÉTATS-UNIS

Total du marché : 2 200 t/an

Marchés des REP aux États-Unis = 1 425 t/an

22 % - AREVA

78 % - BNFL-Westinghouse + Enusa

Marchés des REB aux États-Unis = 775 t/an

24 % - AREVA

2 % - BNFL-Westinghouse + Enusa

74 % - GNF Genusa (Geus + Toshiba + Hitachi)

ASIE

Total du marché : 1 575 t/an

Marchés des REP en Asie = 845 t/an

15 % - AREVA

4 % - BNFL-Westinghouse + Enusa

81 % - Autres

Marchés des REB en Asie = 730 t/an

8 % - AREVA

19 % - Autres

73 % - GNF Genusa (Geus + Toshiba + Hitachi)

Source : Nuclear Assurance Corporation (Fuel Trac édition 08/2005) ; valeurs moyennes sur 2005+/- 1 an.

L'année 2005 confirme l'entrée de BNFL-Westinghouse sur le marché français conformément aux obligations des instances européennes faites en 2001 à EDF, portant sur l'attribution de parts de marché de fourniture de combustible à d'autres opérateurs qu'AREVA. AREVA reste le principal fournisseur d'EDF (environ 85 % de son approvisionnement en combustible en 2005).

Les processus de qualification, tant des produits que des fournisseurs sont très lourds. Ils supposent un nécessaire retour d'expérience et sont un obstacle extrêmement important à l'entrée de nouveaux acteurs.

Le facteur principal de différenciation réside dans la capacité du fournisseur de combustible à établir un partenariat solide et durable avec ses clients pour :

- les assister sur le plan technique auprès de leur autorité de sûreté (DGSNR en France, NRC aux États-Unis, TÜVs en Allemagne...), dans le cadre de l'obtention des licences d'exploitation de leurs réacteurs ;
- réduire régulièrement le coût de leur cycle de production en améliorant le design des combustibles et la gamme de services offerts.

Le coût de production de l'électricien dépend, entre autres facteurs :

- de la fiabilité du combustible, liée à la qualité de conception et de fabrication : un jour d'arrêt du réacteur dû à un assemblage défectueux représente une perte d'exploitation de l'ordre de cinq fois la valeur ajoutée apportée par le fabricant à cet assemblage (la matière fissile est fournie par l'électricien);
- de la quantité d'énergie que le combustible peut produire jusqu'à son "épuisement" ; cette capacité est mesurée par le taux de combustion ou "taux de burn-up", exprimé en "MWjour par tML".

Le marché est en très légère croissance en volume, l'impact de l'amélioration constante des combustibles étant compensé par l'augmentation régulière des taux d'utilisation et de la puissance des centrales en fonctionnement. En revanche, la baisse des prix constatée (de l'ordre de 25 % à 40 % entre 1995 et 2003) engendrée par la surcapacité existante (demande égale à environ 65 % des capacités installées) et la concurrence entre les fournisseurs, a tendance à se stabiliser. On note même une légère reprise des prix aux États-Unis (+ 2,9 % entre 2005 et 2003).

Évolution des prix

Source : CKA.

Par ailleurs, le resserrement des prix entre les zones géographiques (Asie, Europe, Amérique du Nord (environ +/- 25 % en 2004) se maintient au même niveau en 2005. Les marchés sont régionaux et les prix proposés par AREVA sont compétitifs dans chacune de ces trois régions.

4.4.4.5. Relations clients/fournisseurs

Clients

Les contrats de vente sont le plus généralement conclus sur des bases pluriannuelles pour un ou plusieurs réacteurs d'un même électricien. Ces contrats sont en général assortis de prestations de services de type transport et manutention, assistance technique aux opérations de chargement et de déchargement du cœur du réacteur, inspection du combustible lors des arrêts de tranche, voire réparation – (sous eau) – de crayons ou assemblages défectueux, sur le site de l'électricien. Compte tenu des enjeux en terme d'exploitation pour les clients, les contrats sont en règle générale assortis de systèmes de pénalités, couramment plafonnées à la valeur ajoutée apportée par le fournisseur de combustible. Les garanties portent sur :

- l'intégrité du combustible jusqu'à l'atteinte du "burn-up" (cf. Lexique) annoncé, sous l'ensemble des conditions d'utilisation prévues,
- la bonne marche du réacteur à sa puissance nominale,
- la compatibilité avec les combustibles déjà en réacteur, puisque le renouvellement du cœur s'opère par fractions,
- la transportabilité et la capacité à permettre un entreposage sûr, après irradiation.

Fournisseurs

La fabrication du combustible est une mise en forme physico-chimique de l'uranium enrichi, suivie de son "enrobage" dans une structure métallique. L'uranium enrichi est fourni par les clients électriciens sous forme d'UF_6 sortant des usines d'enrichissement.

De manière générale, tous les achats de matière première ont vu les prix augmenter sous l'impact de la hausse des coûts de l'énergie d'une part et de la pression de l'économie chinoise sur la demande d'autre part.

Le zirconium, matière indispensable à la plupart des produits fabriqués par la Business Unit *Combustible*, est affecté par les tensions sur le marché du zircon (matière première de base pour l'extraction du zirconium métal sur l'usine de Jarrie). Avec une hausse de 30 % en 2004, les prix se sont encore raffermis de 33 % en 2005. Cette tendance est actuellement durable du fait de la forte consommation chinoise et du fait que la production du zircon est un sous-produit de l'extraction de l'oxyde de titane. À moyen terme, des projets d'ouverture de nouvelles mines devraient permettre d'alléger les tensions sur le marché.

Les deux autres matières clés que sont le magnésium métal et le noir de carbone ont vu leurs prix augmenter respectivement de 5 % et de 11 %.

La politique de maîtrise des risques par la qualification de nouveaux fournisseurs continue avec la qualification d'un fournisseur américain de zircon pour des volumes significatifs et la qualification d'un deuxième fournisseur chinois de magnésium en 2005. Les contrats de back-up pour l'achat de chutes et l'achat d'éponge et d'ébauches tubulaires auprès de fournisseurs externes sont maintenus et renégociés dans des conditions satisfaisantes.

Sur le plan des services de fabrication sous-traités, le domaine principal est celui de la découpe des plaquettes de grilles, l'une des pièces clés dans la structure d'un assemblage de combustible. Un accord de partenariat lie le Groupe à Métalis, principal prestataire de ce type d'activités.

4.4.4.6. Activité et faits marquants

Dans le domaine commercial, l'année 2005 a été marquée par de nombreux succès commerciaux avec l'obtention de contrats de fournitures de recharges représentant pour la plupart des flottes de réacteurs. On peut noter ainsi :

- L'électricien Duke Power a choisi AREVA pour fournir en assemblages combustibles les sept réacteurs de son parc. Le contrat signé en janvier 2005 et s'échelonnant de 2007 à 2014, est d'une valeur supérieure à 100 millions de dollars US.
- Fin février 2005, EDF et AREVA ont prolongé d'un an le contrat de fourniture d'assemblages UO_2 pour un montant supérieur à 200 millions d'euros. Un contrat de fourniture de grappes de commande 900 MW, pour la période 2005-2007 avec une option sur 2008-2009, a été également signé avec EDF au début du second trimestre 2005.
- En Avril 2005, Goesgen a signé un contrat sur la période 2008 à 2013 avec des options allant jusqu'à 2017, pour une valeur globale supérieure à 200 millions d'euros.
- L'électricien suédois Vattenfall a confié à AREVA en juin 2005 l'approvisionnement en combustible de six de ses sept réacteurs. Les livraisons s'échelonneront entre 2007 et 2010, avec une option pour l'année 2010, pour un montant total de l'ordre de 100 millions d'euros.
- L'électricien américain Progress Energy a choisi en novembre 2005 AREVA pour l'ensemble de sa flotte de réacteurs pour la période couvrant 2008 à 2015, pour un montant global supérieur à 250 millions de dollars US.
- En décembre 2005, l'électricien suisse NOK a confié à AREVA l'approvisionnement de son réacteur de 2011 jusqu'à 2020, date d'arrêt du réacteur, ainsi qu'une extension du contrat actuel jusqu'en 2010. Le montant du contrat est de l'ordre de 200 millions d'euros.

Les installations de fabrication des pastilles BLEU à Erwin et Richland sont entrées dans une phase opérationnelle. En 2005, 280 assemblages contenant des pastilles BLEU fabriquées dans ces installations ont été chargés dans le réacteur Brown Ferry 2 de l'électricien TVA.

Sur le plan industriel, la Business Unit poursuit l'optimisation de son outil :

- Le programme de rénovation de Romans engagé en 2004 se poursuit conformément au planning et au budget. D'un montant global de 100 millions d'euros sur la période 2005-2008, cette rénovation satisfera aux normes les plus exigeantes de sûreté/sécurité et radioprotection.
- Après une instruction de plusieurs mois, le site de Lingen a obtenu de l'Autorité de Sûreté allemande la licence d'extension de capacité de conversion de 500tU/an à 650tU/an. Cette augmentation de capacité contribue à donner la flexibilité nécessaire en réponse à la diversité des demandes des clients.
- La première recharge d'assemblages AFA3G produits de technologie française fabriquée en Allemagne à l'issue de la qualification croisée des usines de Romans (France) et Lingen (Allemagne) a été livrée début 2005 à EDF. Outre la flexibilité, cette fabrication préfigure des gains et des optimisations envisageables en terme de productivité.

En matière d'intégration entre les compétences de la Business Unit situées en France, en Allemagne et aux États-Unis, d'importantes étapes ont été franchies en 2005 : organisation de la ligne Conception et Ventes en trois "Customer Center", mise en place d'une organisation transverse au sein de la ligne Zirconium. Par ailleurs, la phase de commercialisation des produits harmonisés se poursuit. Ils améliorent encore la performance des produits fournis en capitalisant sur les meilleurs composants et l'avance technologique (alliage M5TM, grille HMP, embout Robust FuelGuard). Dans le même temps, la Business Unit *Combustible* prépare le futur en développant les assemblages de future génération REP et REB dans le cadre des projets de développements, GAÏA (REP) et DELTA (REB).

4.4.4.7. Perspectives et axes de développement

Dans un contexte où la croissance annuelle moyenne du marché en volume est limitée mais relativement sûre, le carnet de commandes de la Business Unit *Combustible* à fin 2005 représente trois ans de ventes. La Business Unit s'est fixée comme objectif de conforter ses parts de marché en développant ses positions commerciales aux États-Unis et en Asie (Chine et Japon) tout en maintenant une base européenne forte.

Ce développement se fait dans un souci de maintien de marge opérationnelle, dans l'attente des fabrications des premiers cœurs de centrales dès 2009 qui auront un impact positif sur la marge du fait d'une meilleure utilisation des capacités installées.

La Business Unit *Combustible* entend également tirer parti d'une offre de produits renouvelée lui permettant de se positionner favorablement à l'occasion d'appels d'offres et, plus particulièrement, à l'occasion de celui lancé par la Chine pour la construction de nouvelles centrales.

Pour atteindre cet objectif, la Business Unit met en place des actions spécifiques :

- dans le domaine des produits, il s'agit principalement de poursuivre l'amélioration du design des assemblages combustibles et de continuer à capitaliser sur le rapprochement des équipes issues de AREVA NP et de Siemens à la suite de la fusion de leur activité nucléaire ; par ailleurs, la Business Unit continue de simplifier le portefeuille des produits existants et de réduire ses gammes de fabrication ;
- sur le plan industriel, la Business Unit poursuit l'optimisation de son outil afin d'apporter toute la flexibilité nécessaire en réponse à la diversité des demandes des clients, ainsi qu'une meilleure productivité. De même, la Business Unit poursuit le programme de rénovation du site de Romans ;
- sur le plan organisationnel, la poursuite de la mise en place de l'organisation de la ligne Conception et Ventes en "Customer Center" permettra de développer et renforcer la transversalité entre les régions ainsi que l'intégration des différents services d'ingénierie.

Toutes ces actions spécifiques, fédérées au sein de la démarche ZTF (Zero Tolerance for Failure) initiée en 2003 dans tous les domaines d'activité de la Business Unit, concourent à fournir à nos clients des produits performants, fiables et compétitifs.

4.5. Pôle Réacteurs et Services

CHIFFRES CLÉS

(en millions d'euros, IFRS)	2005	2004
Chiffre d'affaires	2 348	2 146
Résultat opérationnel	87	95
Effectif en fin d'année	14 323 personnes	14 066 personnes

Répartition du chiffre d'affaires 2005 par Business Unit et par zone géographique

PRÉSENTATION GÉNÉRALE

Le Pôle Réacteurs et Services qui représente 23 % du chiffre d'affaires du groupe AREVA, conçoit et fabrique les deux principaux types de réacteurs actuellement utilisés dans le monde, (REP et REB), ainsi que des réacteurs de propulsion navale et de recherche. Il offre également les produits et services nécessaires à la modernisation, au contrôle, à l'entretien et au fonctionnement quotidien de tous types de centrales nucléaires, ainsi qu'à la propulsion et à la mesure nucléaires.

Ainsi, le Pôle s'organise autour des six Business Units suivantes :

- la Business Unit *Réacteurs* : conception, construction et ingénierie de centrales nucléaires,
- la Business Unit *Équipements* : conception et fabrication des composants pour les centrales nucléaires,
- la Business Unit Services *Nucléaires* : maintenance, inspection et services aux centrales nucléaires,
- la Business Unit *AREVA TA* : conception et fabrication de réacteurs pour la propulsion navale et de systèmes sûrs,
- la Business Unit *Mesures Nucléaires* : conception et fabrication d'appareils de mesures nucléaires,
- la Business Unit *Conseil et Systèmes d'Information* (CSI) : conseils, intégration de systèmes d'information et infogérance.

AREVA est le premier fournisseur mondial d'équipements et de services pour l'énergie nucléaire et se positionne comme numéro un mondial, en termes de puissance installée, avec plus de 100 GW électriques, devant BNFL (incluant ABB/Combustion Engineering et Westinghouse) et General Electric. Le Groupe a en effet construit 91 des 308 REB ou REP en service dans le monde à fin 2005 (hors VVER), ce qui représente près d'un tiers de la base mondiale en service.

Base installée des principaux acteurs

** Sous licence : Westinghouse pour Mitsubishi et Doosan, G.E. pour Hitachi/Toshiba.*

*** Suite au rachat par AREVA NP de l'activité des réacteurs commerciaux de B&W à la fin des années 1990, AREVA peut être considéré comme le partenaire de service privilégié de ces réacteurs aux États-Unis sans pour autant en assurer la responsabilité constructeur.*

Source : AREVA.

Ces réacteurs REP et REB sont principalement situés dans trois zones : aux États-Unis, en Europe et en Asie, en particulier au Japon.

Les activités récurrentes (soutien aux réacteurs existants) ont représenté de l'ordre de 85 % du chiffre d'affaires du pôle en 2005. Elles se sont développées grâce à l'importance du parc installé par le Groupe et à des efforts commerciaux en dehors de cette base. Le pôle fournit essentiellement des services (services de maintenance, de contrôle et d'ingénierie) et des équipements pour la modernisation, l'augmentation de puissance et l'accroissement de la durée de vie des réacteurs.

Le rallongement de la durée de vie des centrales, en générant des investissements importants pour le renouvellement d'équipements et l'amélioration des performances des centrales installées, constitue l'un des facteurs clés de développement du pôle, en complément des perspectives de reprise des investissements en nouvelles capacités de production électrique d'origine nucléaire.

Les centrales en service ont une durée de vie moyenne initiale de 40 ans. Toutefois, selon les pays, et sous réserve de l'accord des autorités de sûreté, cette durée de vie pourrait être prolongée de dix à vingt ans, selon les résultats des inspections, comme c'est déjà le cas aux États-Unis pour 39 d'entre elles (sur 103 centrales en fonctionnement). Les programmes de construction ont d'abord débuté aux États-Unis au milieu des années 60 où les centrales ont souvent dix à quinze ans de plus que les centrales européennes. Le marché américain est donc celui sur lequel sont apparus le plus tôt les besoins de modernisation propres à des centrales âgées de plusieurs dizaines d'années.

Pendant longtemps, les électriciens américains ont cherché à réduire leurs dépenses d'exploitation et de maintenance. La tendance est aujourd'hui à l'augmentation des dépenses d'investissements, non pas pour de nouveaux réacteurs, mais pour les réacteurs existants. Ces investissements portent notamment sur le remplacement des gros équipements ou les remises à niveau des systèmes de contrôle commande, et se justifient par l'allongement de la durée de vie des installations.

Le parc américain a ainsi connu une amélioration considérable en quelques années. Durant les dix dernières années, le coefficient de production brute Kp (assimilable à un taux d'utilisation) est passé de 70 % à 90 %, ce qui représente l'équivalent de près de 19 nouveaux réacteurs de 1 000 MWe, chacun fonctionnant avec un facteur de charge de 90 %. Avec le même parc, la production est donc aujourd'hui supérieure d'un tiers à ce qu'elle était au début des années 90. Cette tendance est synonyme de baisse du prix du kWh d'origine nucléaire, et donc de meilleure performance économique pour l'électricien.

Les activités non récurrentes (construction de nouveaux réacteurs) ont représenté environ 15 % du chiffre d'affaires du Pôle en 2005. Cette part devrait structurellement augmenter à moyen terme en raison de la construction de nouveaux réacteurs, pour le remplacement et l'extension du parc nucléaire existant et pour faire face à la croissance de la demande d'électricité, notamment d'origine nucléaire. Dans ce domaine, AREVA dispose d'une technologie éprouvée par 30 ans d'expérience et est le seul acteur du secteur à avoir obtenu des contrats (en Finlande et en France) pour la construction de réacteurs de troisième génération (l'EPR - Evolutionary Power Reactor), permettant des gains importants en performance et en compétitivité économique ainsi qu'un niveau de sûreté accru grâce aux avancées technologiques de ce type de réacteur. Par ailleurs, une offre a été remise en 2005 pour la construction de quatre réacteurs EPR en Chine et un partenariat a été conclu avec l'électricien américain Constellation pour promouvoir la construction de quatre EPR dans la prochaine décennie.

Le Pôle, qui dispose d'une base européenne solide, a réussi à s'implanter aux États-Unis, où il est devenu leader, et cherche à se développer en Asie. Ses principales implantations industrielles sont situées sur ses grands marchés, en France, en Allemagne et aux États-Unis.

En Europe, le Groupe dispose de positions historiques très fortes en France et en Allemagne, qui constituent un socle récurrent d'activités. Il s'est également fortement développé auprès des autres grands opérateurs, notamment en Europe du Nord. Les pays européens (Finlande et Europe de l'Est) ayant acquis des centrales (38 hors Russie) de conception russe offrent également un marché de modernisation. La technologie est proche de la technologie REP occidentale, et AREVA propose des prestations pour améliorer leur sûreté et leur niveau de performances. La difficulté de ce marché est l'obtention des financements nécessaires par les électriciens.

Le Pôle se développe aussi fortement aux États-Unis, qui représentent la première base installée du monde, notamment grâce à l'intégration des activités nucléaires de Siemens en 2001 (qui y disposait d'une branche importante) et au rachat de Duke Engineering & Services en 2002. AREVA y a conquis dans les trois dernières années une part importante du marché de remplacement des équipements lourds, ainsi que des marchés de modernisation des systèmes de contrôle commande et d'extension de durée de vie. Par ailleurs, la large expérience du pôle en matière de conception et de réalisation de centrales nucléaires lui permet de bâtir des offres globales (contrats de type "Alliancing") qui reposent sur un partenariat avec le client.

En Asie, le principal marché accessible est la Chine. Le Groupe, qui est présent depuis vingt ans, a réalisé quatre tranches sur huit existantes à la fin 2005 et a développé des joint-ventures sur l'amont du cycle. AREVA a répondu en février 2005 aux appels d'offres pour la construction de quatre réacteurs nucléaires de troisième génération.

La dérégulation du marché ainsi qu'un environnement toujours plus concurrentiel conduisent les clients à exiger de nouveaux types de contrats, plus attractifs financièrement, plus simples et plus complets. Des offres globales de services sont privilégiées, couvrant la fourniture de composants de remplacement, les opérations de remplacement elles-mêmes, ainsi que les études d'ingénierie et de licensing associées. Le groupe AREVA, grâce aux compétences d'études, de fabrication, d'installation, d'aide au licensing et de services qu'il intègre, répond pleinement à ces demandes. À titre d'exemple, la politique de mise en place de contrats à long terme avec les électriciens américains, amorcée en 2002, s'est poursuivie.

Les principales Business Units du pôle bénéficient de fortes synergies dans le cadre de prestations globales destinées aux électriciens, ce qui permet de renforcer la position concurrentielle du pôle.

Enfin, le développement de la base installée de réacteurs du Groupe est une source supplémentaire de développement pour les pôles Amont et Aval.

STRATÉGIE ET PERSPECTIVES

Le premier objectif d'AREVA est de maintenir son leadership dans ce pôle, compte tenu de la forte augmentation anticipée de la demande mondiale de réacteurs. Cet objectif se décline autour des objectifs suivants :

- **Capitaliser sur un savoir-faire** unique au monde grâce à la réalisation des projets EPR en Finlande et en France. AREVA est la seule entreprise au monde à avoir des réacteurs de troisième génération actuellement en construction.
- **Intensifier la promotion des technologies de troisième génération en Europe et dans le reste du monde.** À cette fin, AREVA a l'intention de développer une base de compétence locale en Chine et de poursuivre la certification sur le continent nord-américain de modèles de réacteurs de nouvelle génération, de type EPR.
- **S'appuyer sur des alliances stratégiques long terme** avec ses clients. Ainsi, aux États-Unis, AREVA a créé en septembre 2005, une co-entreprise avec Constellation Energy, Unistar, qui soutient la promotion d'un EPR américanisé, en partenariat avec Bechtel.
- **Accroître les ressources d'ingénierie afin de faire face à une demande en forte hausse** dans les années à venir. Un effort important de recrutement est en cours depuis 2004. Par ailleurs, le Groupe homogénéise ses pratiques de gestion de projet dans un contexte fortement international. Le Groupe entend par ailleurs poursuivre sa politique d'acquisition sélective d'entreprises dans les domaines de l'ingénierie et des services.
- **Garantir la sécurité de l'ensemble des approvisionnements** pour la construction de réacteurs, en procédant aux investissements ou aux alliances nécessaires.
- **Poursuivre le développement de l'expertise dans le domaine des services aux réacteurs.** À cette fin, AREVA a récemment modifié l'organisation mondiale de ses services nucléaires afin d'accroître les synergies entre régions. Ces efforts ont permis de contribuer aux meilleures performances mondiales en matière de remplacement de composants lourds lors d'arrêts de tranche. Cette activité continuera ses efforts pour améliorer encore ses méthodes de travail et disposer des équipements et outillages les plus performants.
- **Préparer les réacteurs du futur,** notamment en participant aux programmes internationaux de recherche-développement relatifs aux réacteurs à haute température et aux réacteurs à neutrons rapides de quatrième génération, pour lesquels le Groupe dispose d'une bonne base d'expertise du fait des efforts passés menés en France et en Allemagne.

4.5.1. BUSINESS UNIT RÉACTEURS

4.5.1.1. Chiffres clés

(en millions d'euros, IFRS)	2005	2004
Chiffre d'affaires	769	582
Effectif en fin d'année	3 962 personnes	3 605 personnes

4.5.1.2. Préambule et définitions

Une "centrale nucléaire" se définit comme une installation industrielle produisant de l'énergie électrique ou thermique à partir d'un ou plusieurs réacteurs nucléaires. Un "réacteur nucléaire" est un appareil permettant de produire de la chaleur à partir de l'énergie libérée par la fission des atomes d'uranium et de plutonium dans une réaction en chaîne contrôlée. On appelle "chaudière nucléaire" l'ensemble des équipements permettant de produire de la vapeur d'eau sous pression à partir de l'énergie de fission. "L'îlot nucléaire" est l'ensemble englobant la chaudière nucléaire et les installations relatives au combustible ainsi que les équipements nécessaires au fonctionnement et à la sûreté de cet ensemble. La turbine, l'alternateur générant l'électricité qui y est accouplé, ainsi que les équipements nécessaires au fonctionnement de cet ensemble constituent "l'îlot conventionnel".

Une centrale nucléaire est ainsi constituée d'un îlot nucléaire, d'un îlot conventionnel et d'équipements divers.

Dans une centrale nucléaire, le groupe turboalternateur est donc entraîné par la vapeur produite grâce à l'énergie libérée par la fission de la matière contenue dans le combustible constituant le cœur du réacteur.

Les deux grands types de réacteur à eau dite légère ayant été développés sont les REB et les REP. Dans le cas des REB (cf. figure ci-après), l'eau se vaporise dans la cuve qui contient le cœur constitué d'assemblages combustibles. Le cœur cède sa chaleur à l'eau qui le traverse. La vapeur ainsi produite entraîne la rotation de la turbine, puis se refroidit, en retournant donc à la forme liquide dans le condenseur, avant d'être réinjectée dans la cuve du réacteur. L'eau observe ainsi, dans un REB, un cycle fermé dans lequel la vapeur se détend directement dans la turbine.

Principe de fonctionnement d'un Réacteur à eau bouillante (REB)

Source : AREVA.

Dans un REP (cf. figure ci-après), un circuit intermédiaire – le circuit secondaire – est interposé entre l'eau du circuit primaire, chauffée par le cœur, et la turbine. La chaleur générée dans le circuit primaire est transmise à l'eau du circuit secondaire par l'intermédiaire d'appareils échangeurs de chaleur, les générateurs de vapeur (GV). C'est l'eau, vaporisée dans la partie secondaire des GV, qui entraîne alors la turbine. La fonction "production d'énergie" est ainsi séparée de la fonction "génération de vapeur". Cette séparation de fonctions permet d'éviter que le circuit secondaire ne soit traversé par de l'eau ayant été au contact du combustible, ce qui facilite notamment les grandes opérations de maintenance.

Principe de fonctionnement d'un Réacteur à eau sous pression (REP)

Source : AREVA.

4.5.1.3. Métiers

La Business Unit *Réacteurs* est présente à tous les stades de la construction des chaudières et îlots nucléaires, de leur conception jusqu'à leur mise en service. Elle intervient également sur les réacteurs en service pour les rénover, améliorer leurs performances et prolonger leur durée de vie. Les îlots nucléaires fournis par le Groupe sont soit du type REP, soit du type REB.

La Business Unit dispose principalement d'équipes d'ingénierie et assure la maîtrise d'œuvre de l'amélioration et de la construction de réacteurs nucléaires. Elle ne dispose pas de moyens de fabrication propres et s'appuie sur la Business Unit *Equipements* et sur des sous-traitants.

Les métiers de la Business Unit recouvrent principalement :

Des activités récurrentes (ingénierie sur les réacteurs en service) :

- les rénovations de tous les modèles de réacteurs existant dans le monde (notamment la gestion du vieillissement permettant l'allongement de la durée de vie), et les services d'ingénierie associés,
- les prestations liées à l'amélioration de la performance (augmentation de puissance et amélioration de la disponibilité),
- la mise à niveau et la rénovation des systèmes de contrôle commande des centrales nucléaires existantes,
- les services pour réacteurs à neutrons rapides refroidis aux métaux liquides, y compris leur démantèlement,
- des activités diverses pour les réacteurs de recherche,
- la réalisation des études de sûreté détaillées et des dossiers d'autorisation pour le remplacement des gros composants et le redémarrage des tranches nucléaires, ainsi que les études d'ingénierie relatives à l'exploitation des tranches nucléaires : renouvellement de licence d'exploitation, extension de la durée de vie, augmentation de la disponibilité, accroissement des performances, réduction de la durée des arrêts et des doses, etc.

Activités non récurrentes :

- la conception, la construction, et la mise en service d'îlots nucléaires et d'installations nucléaires diverses,
- la conception et la fabrication de systèmes électriques et de systèmes avancés de contrôle commande pour réacteurs neufs.

Offre du Groupe en matière de réacteurs de troisième génération

EPR (filière REP) — **SWR 1000** (filière REB)

Le réacteur EPR (Evolutionary Power Reactor) est le réacteur de la filière REP le plus avancé (réacteur de troisième génération) commercialisé par AREVA. Il utilise comme combustible de l'oxyde d'uranium enrichi jusqu'à 5 % ou du MOX (cf. Lexique). Sa puissance électrique nette est de l'ordre de 1 600 MWe. Par rapport aux réacteurs des générations précédentes, l'EPR apporte des gains importants en performance, qui se traduisent par une meilleure compétitivité économique, des avancées technologiques significatives qui lui confèrent un niveau de sûreté encore accru, des conditions d'exploitation et de maintenance simplifiées, et des réponses encore plus satisfaisantes aux préoccupations environnementales (réduction de 15 % de la production de déchets radioactifs à vie longue). Par ailleurs, l'EPR dispose d'une durée de vie prévue de 60 ans contre une durée de vie initiale de 40 ans pour les autres réacteurs.

Le SWR 1000 (Siede Wasser Reaktor) est le dernier modèle de réacteur à eau bouillante développé par AREVA mais pour lequel le Groupe n'a pas encore reçu de commandes. Positionné sur le créneau des moyennes puissances, il fournit une puissance électrique de l'ordre de 1 000 à 1 250 MWe. Tirant le meilleur parti de la technologie existante, d'une maintenance réduite ainsi que d'une durée de vie de 60 ans, cette nouvelle génération de réacteurs permet une réduction du coût du kWh. L'optimisation du taux de combustion réduit la quantité de déchets produits. Les sytèmes passifs de sûreté accroissent encore la sûreté de l'ensemble du réacteur, notamment en cas d'un hypothétique accident de fusion du cœur.

L'activité de la Business Unit est peu capitalistique et s'apparente à un bureau d'études. Elle nécessite toutefois des garanties significatives pour couvrir les engagements de performance des réacteurs, ainsi que le recours de plus en plus important à des partenariats avec des ingénieries locales et une attention constante au renouvellement des compétences.

4.5.1.4. Moyens industriels et humains

Les équipes d'ingénierie, constituant le principal actif de la Business Unit *Réacteurs*, sont réparties entre :

- la France (35 % des effectifs),
- l'Allemagne (45 % des effectifs),
- les États-Unis (20 % des effectifs),
- des équipes détachées auprès des clients, partout dans le monde.

La Business Unit *Réacteurs* dispose également de moyens propres de recherche et d'essais au meilleur niveau technologique, avec les installations de ses centres techniques en Allemagne (à Karlstein et à Erlangen) et en France (au Creusot et à Chalon).

Pour faire face aux perspectives de croissance dans le domaine des activités non récurrentes, un plan de renforcement des ressources humaines de la Business Unit a été mis en œuvre dès 2003, se traduisant depuis par le recrutement de près de 400 ingénieurs par an, principalement en France, en Allemagne et aux États-Unis. Ce plan a permis un rajeunissement sensible de la pyramide des âges et s'est accompagné du développement des mobilités intra-groupe et des sous-traitances. Ce contexte nouveau a également été mis à profit pour renforcer le courant d'échanges de personnel déjà établi entre les trois régions (France, Allemagne, États-Unis), dynamisant ainsi le partage et la diffusion des compétences.

Par ailleurs, une nouvelle organisation de la Business Unit a été décidée et se met en place à partir de 2006. Son objectif est de mettre la Business Unit en situation de s'adapter à une forte demande, de renforcer l'orientation client avec des entités dédiées à des marchés/clients particuliers, d'approfondir l'intégration d'équipes multinationales, en particulier dans le domaine de l'ingénierie, et d'accroître la compétitivité de son activité.

4.5.1.5. Marché et positionnement concurrentiel

Le marché accessible (c'est-à-dire composé par les pays signataires de l'intégralité du Traité de Non-Prolifération) des activités récurrentes, peut être globalement estimé, selon AREVA, à environ 1,8 milliard d'euros par an. La Business Unit *Réacteurs* occupe sur ce marché une position de premier plan pour les activités relevant des études de conception des chaudières nucléaires dont elle est l'O.E.M. (Original Equipment Manufacturer). Cette activité est en croissance sur le segment du contrôle commande et des systèmes électriques.

S'agissant des activités non récurrentes (extension ou remplacement de parcs existants), AREVA est le seul constructeur occidental de réacteurs nucléaires à avoir obtenu des commandes de nouveaux réacteurs depuis 1999. Ses concurrents sont BNFL-Westinghouse (Royaume-Uni), General Electric (États-Unis), FAAE (Russie) et AECL (Canada).

Le marché des constructions neuves est amené à se développer fortement. Ainsi, selon les prévisions, on estime qu'il faudra construire entre 150 et 500 GWe d'ici à 2030 (voir section 4.2.2.3.).

4.5.1.6. Relations clients/fournisseurs

Les clients de la Business Unit sont les électriciens nucléaires du monde entier, tant pour les activités non récurrentes liées à des contrats de montant élevé que pour les activités non récurrentes couvrant un très large éventail de contrats et de montants unitaires.

La Business Unit *Équipement* est en général le fournisseur interne des équipements stratégiques (cuve, générateurs de vapeur, pompes primaires, pressuriseur), principaux composants primaires des centrales. Les équipements auxiliaires (tuyauteries, robinets, réservoirs, échangeurs) sont approvisionnés auprès de fournisseurs classiques faisant l'objet d'une certification de la part du Groupe en termes d'assurance qualité.

4.5.1.7. Recherche et développement

Dans le cadre général de la politique de recherche et développement du Groupe, la Business Unit *Réacteurs* a dédié l'équivalent de plus de 5 % de son chiffre d'affaires aux travaux de Recherche et Développement (dont 80 % financés par elle-même). Ces travaux menés en interne ou en partenariat avec des organismes de recherche, portent sur :

- l'ensemble des technologies clés des réacteurs à eau pressurisée ou à eau bouillante,
- le développement et la validation d'outils de calculs et méthodes associées dans le domaine du procédé et de la sûreté, de la maîtrise des phénomènes hydrauliques et thermomécaniques, du comportement des matériaux et de la quantification des modes d'endommagement.

L'année 2005 a également vu la montée en puissance des travaux de certification de l'EPR aux États-Unis. La Business Unit envisage d'y consacrer de l'ordre de 120 millions d'euros sur six ans qui s'ajoutent aux dépenses de 2005 qui se sont élevées à 13 millions d'euros.

La Business Unit a continué à préparer l'avenir avec son programme ANTARES (AREVA New Technology based on Advanced gas-cooled Reactors for Energy Supply) de développement d'un réacteur commercial à haute température pour usage mixte électrogène/calogène. Les travaux de définition de la configuration de référence avancent et un premier document de préconception est attendu en 2006.

La Business Unit développe également ses liens avec l'international sur le sujet (États-Unis, Chine et RSA avec le projet PBMR : HTR à cycle direct) (voir également section 4.14.1.4).

4.5.1.8. Activité et faits marquants

Projets de construction de réacteurs

En France

La loi programme fixant les orientations de la politique énergétique a été promulguée le 13 juillet 2005. Le cadre législatif de la décision d'EDF d'engager une tranche tête de série EPR à Flamanville (projet FA3) a été clairement posé et le projet fait maintenant l'objet d'un débat public – d'octobre 2005 à février 2006 – animé par une commission ad hoc. À l'issue du rapport de la commission, le processus administratif d'autorisations du projet FA3 pourra se poursuivre.

Dans le cadre de ce projet, la Business Unit a signé un contrat en octobre 2005 portant sur l'ingénierie ; elle répond par ailleurs à l'appel d'offres portant sur le système de contrôle commande opérationnel tout en préparant une offre sur l'approvisionnement anticipé des pièces forgées pour les gros composants primaires.

En Finlande

Le projet Olkiluoto 3 de construction, clés en main, d'un EPR 1 600 MWe (pour le compte de TVO) par le consortium AREVA-Siemens s'est poursuivi à un rythme très soutenu tout au long de l'année 2005, avec le franchissement d'étapes importantes :

- l'autorisation de création de cette nouvelle tranche a été délivrée par les pouvoirs publics finlandais sur la base du rapport d'évaluation de la sûreté établi par STUK, l'autorité de sûreté finlandaise ;
- le premier béton de l'îlot nucléaire a été coulé à la fin du mois de juin 2005 ;
- la cérémonie de pose de la première pierre a été organisée le 12 septembre 2005, en présence de 400 personnalités finlandaises et européennes.

L'ensemble du radier de l'îlot nucléaire est maintenant prêt. La construction des bâtiments a débuté en 2006. Les études et les fabrications en usines se sont également poursuivies. Fin décembre 2005, il a été annoncé un retard estimé à six mois pour ce projet qui s'étend sur plus de 5 ans. Ce retard a été réévalué le 21 avril 2006 à 8-9 mois en raison notamment de difficultés dans la production initiale de béton selon les normes de qualité requise. (voir section 4.15.3.2. Facteurs de Risques).

En Chine

Le pays continue de développer son programme d'équipement nucléaire selon trois approches qu'elle mène en parallèle :

- duplication des tranches nucléaires existantes de deuxième génération ;
- procédure d'appel d'offres international pour des réacteurs de troisième génération ;
- mise au point d'un modèle chinois de deuxième génération amélioré, le CNP 1000.

S'agissant de la duplication des tranches de Ling Ao (Ling Ao 3 et 4, également appelées Ling Ao Phase II), la Business Unit a obtenu en 2005 le contrat d'étude et de fourniture de l'ensemble des composants du circuit primaire ("package primaire") ainsi que – en consortium avec Siemens – le contrat de fourniture des systèmes de contrôle-commande. Des contrats d'assistance technique ont été également signés avec les instituts NPIC (Nuclear Power Institute of China) et CNPEC (China Nuclear Power Engineering Company).

La Business Unit est également présente sur le marché de la duplication des tranches de Qinshan 2, où elle a remporté fin 2005 un contrat de fourniture d'un dispositif de surveillance des marges de refroidissement du cœur en situation post-accidentelle pour les deux tranches de Qinshan 2 Phase II.

S'agissant de l'appel d'offre de génération 3, la Business Unit a remis le 28 février 2005 une offre portant sur la fourniture clés en main de quatre îlots nucléaires sur les sites de Sanmen (dans la province du Zhejiang) et de Yangjiang (dans la province du Gangdong) ainsi que pour le transfert de technologie associé. Les discussions se sont poursuivies depuis, avec la remise de multiples variantes visant, notamment, à accroître les parts localisables en Chine. La décision est attendue en 2006.

Aux États-Unis

L'Energy Act (loi d'orientation sur l'énergie) a été promulgué en août 2005, après une très longue préparation. Cette loi comprend un dispositif très complet d'incitations économiques à reprendre la construction de nouvelles unités de production nucléaire. La prise de conscience de la compétitivité du nucléaire associée au contexte d'envol du prix des énergies fossiles a déclenché des prises de positions de nombreux électriciens annonçant leur intention de demander une licence combinée de construction et d'exploitation (COL) de centrale nucléaire.

La Business Unit a annoncé publiquement en février 2005 sa volonté d'implanter l'EPR aux États-Unis et, soutenue par des électriciens influents, se prépare à l'envoi du dossier technique de demande de certification prévu fin 2007. AREVA Inc. et l'électricien Constellation Energy ont annoncé le 15 septembre 2005 la création d' UniStar Nuclear, une entité de Business Development en charge de promouvoir la construction des quatre premiers EPR aux États-Unis. UniStar Nuclear propose à des partenaires électriciens – nucléaires ou non – ou financiers, un nouveau "business model" de prise en charge centralisée de la conception, de la construction, du licensing et de l'exploitation d'une flotte EPR aux États-Unis. Bechtel est associé à cette entreprise en tant qu'architecte ensemblier.

Constellation Energy a réservé, pour ses propres besoins, ses sites de Calvert Cliffs (dans le sud du Maryland) et de Nine Mile Point (dans le nord de l'État de New York) aux deux premiers EPR et a également annoncé sa décision de solliciter un COL pour l'un de ses deux sites qui sera choisi en 2006.

En Bulgarie

La Business Unit a répondu fin 2005 à un appel d'offres lancé par NEK, en sous-traitance du Russe AtomStroyExport, portant sur la tranche de conception russe VVER 1000 de Belene (Bulgarie).

Au Canada

L'EPR suscite de l'intérêt et l'Autorité de Sûreté (CNCS) va en réaliser une revue préliminaire afin d'identifier d'éventuels projets de licensing.

Activités récurrentes

Les activités récurrentes, qui en 2005 ont représenté encore près des deux tiers du chiffre d'affaires de la Business Unit, se sont, elles aussi, maintenues à un niveau élevé, dans toutes les régions du monde avec une part croissante prise par les rénovations des systèmes de contrôle commande. Ces activités couvrent un ensemble de prestations très diverses illustrées par les quelques exemples ci-après :

En France

Dans la continuité du contrat obtenu en 2004 pour l'installation clés en main de filtres puisards sur 6 tranches de 900 MWe, la Business Unit a obtenu des contrats pour 12 autres tranches de 900 MWe ainsi que pour les 4 tranches N4, soit au total pour 22 des 58 tranches du parc EDF.

La Business Unit a répondu à un appel d'offres portant sur la rénovation du système de commande des grappes de contrôle pour les 34 tranches de 900 MWe.

En Allemagne

L'accord de gouvernement intervenu au sein de la "grande coalition", qui maintient le consensus politique sur la sortie progressive du nucléaire, n'encourage pas les électriciens à lancer des programmes d'envergure. Certains, cependant, semblent décider à continuer à mener à bien les investissements nécessaires à l'amélioration de leur outil de production, à l'instar de EnBW qui a confié à la Business Unit en 2005 le remplacement du système de protection du réacteur de la tranche de Neckarwestheim 1.

Aux États-Unis

La Business Unit a continué à développer ses services aux exploitants, notamment dans le domaine du contrôle commande.

En Suède

Les nouvelles exigences réglementaires en matière de sûreté (SKIF 2004 : 2) nécessitent des travaux d'amélioration des tranches existantes. C'est l'occasion, pour les exploitants, de mettre en œuvre des augmentations de puissance ou des extensions de durée de vie pour raccourcir les durées d'amortissement des travaux d'amélioration rendus nécessaires par ces nouvelles exigences.

En Bulgarie

Le contrat de modernisation des tranches 5 et 6 de la centrale de Kozloduy a continué à se dérouler d'une manière satisfaisante. La modernisation de la tranche 5, qui a été recouplée au réseau le 15 août 2005 avec quatre jours d'avance sur le planning prévisionnel d'arrêt de tranche, est maintenant terminée.

En Tchéquie

Le contrat de rénovation du contrôle commande des 4 tranches de Dukovany aura franchi en 2005 une étape importante avec le succès du redémarrage de la tranche 3, la première à être équipée de son nouveau contrôle commande numérique. Les trois autres tranches seront elles aussi rénovées entre 2006 et 2009.

En Suisse

Le projet de rénovation du système de protection du circuit primaire contre les surpressions de la centrale de Gösgen (projet PISA) est terminé. La centrale a été reconnectée au réseau le 1er juillet 2005 avec 4,7 jours d'avance sur le planning prévisionnel.

En Chine

La Business Unit a remporté le contrat de remplacement du système de protection de la tranche de Qinshan 1. C'est le premier contrat de modernisation du contrôle commande obtenu en Chine.

En Finlande

Signature fin 2004 d'un contrat, en consortium avec Siemens, de rénovation de l'ensemble des systèmes de contrôle commande des deux tranches de Loviisa.

4.5.1.9. Perspectives et axes de développement

Pour les activités récurrentes, les perspectives restent bonnes compte tenu de la volonté des électriciens d'exploiter leur parc dans des conditions optimales de fiabilité et de disponibilité, ainsi que de prolonger la durée de vie des tranches et d'améliorer leurs performances, en particulier aux États-Unis. L'objectif de la Business Unit est de pérenniser ses activités récurrentes, notamment en adaptant son offre aux nouveaux besoins de ses clients, et en améliorant ses méthodes et ses outils de travail.

En ce qui concerne les projets de construction de réacteurs, l'objectif de la Business Unit à court terme est de conforter sa position de leader pour les projets de construction de centrales neuves et de saisir les nombreuses opportunités offertes notamment par l'accélération du programme nucléaire chinois et les initiatives des électriciens américains. À plus long terme, la business unit bénéficiera de la prise de conscience de l'opinion publique que le nucléaire est un complément nécessaire aux autres sources d'énergie qui peuvent être polluantes et/ou soumises à des variations de prix erratiques des combustibles.

4.5.2. BUSINESS UNIT ÉQUIPEMENTS

4.5.2.1. Chiffres clés

(en millions d'euros, IFRS)	2005	2004
Chiffre d'affaires	227	242
Effectif en fin d'année	1 922 personnes	1 787 personnes

4.5.2.2. Métiers

La Business Unit *Équipements* exerce pour l'essentiel une activité de fabrication des composants mécaniques de l'îlot nucléaire :

- elle dimensionne et fabrique les composants lourds de l'îlot nucléaire (cuves, générateurs de vapeur et pressuriseurs...) ;
- elle conçoit et fabrique les composants mobiles de l'îlot nucléaire (groupes moto-pompes primaires assurant le refroidissement du circuit primaire et mécanismes de commande de grappes permettant la régulation de la réaction au sein du cœur du réacteur). La Business Unit, ayant optimisé pendant plusieurs décennies ces composants pour le compte d'EDF, dispose aujourd'hui d'une expertise reconnue et d'un avantage concurrentiel certain dans ce domaine, notamment pour les mécanismes de commande de grappes.

La Business Unit *Équipements* exerce également des activités électromécaniques hors nucléaire dans le domaine de la conception et de la fabrication de moteurs, d'alternateurs de production électrique et d'éoliennes. Elle assure enfin les services et la maintenance associée à ces équipements.

4.5.2.3. Moyens industriels et humains

L'usine de Saint Marcel, près de Chalon-sur-Saône (France), est totalement dédiée aux équipements nucléaires lourds en tant qu'unité de fabrication des chaudières nucléaires. Cette installation dispose d'un atelier de 33 000 m^2 et d'une capacité de levage atteignant 1 000 tonnes. Avec un effectif moyen de 700 personnes en 2005, l'usine dispose d'une capacité productive légèrement supérieure à 600 000 heures lui permettant ainsi de réaliser l'équivalent de deux îlots nucléaires par an hors équipements mobiles. Depuis sa création en 1975, cette usine a fabriqué la totalité des composants lourds des tranches 900 MWe à 1 450 MWe du programme nucléaire français et livré dans le monde entier 501 composants lourds à fin 2005 tels que cuves de réacteurs, couvercles de cuves, générateurs de vapeur et pressuriseurs. Cette usine a atteint sa capacité maximale et le Groupe a entrepris des investissements d'augmentation de capacité (augmentation de la capacité de la halle lourde de 2 900 m^2, doublement de la capacité de brochage, rénovation des principales machines) tout en développant la sous-traitance.

L'usine de Jeumont dans le nord de la France, réalise, quant à elle, des équipements nucléaires et non nucléaires. Créée en 1896, elle a employé 800 personnes en 2005 et ses ateliers totalisent une surface de 59 000 m^2 et disposent de moyens de levage jusqu'à 350 tonnes. Le dimensionnement actuel de son outil industriel lui permet d'envisager une augmentation de sa capacité sans contrainte majeure. Dans le domaine des équipements nucléaires, l'usine est spécialisée dans la fabrication de composants mécaniques mobiles de l'îlot nucléaire et de pièces de rechange de ces équipements, tels que les pompes de refroidissement de circuit primaire ou les mécanismes de commande de grappes de réacteurs, ainsi que dans les services associés.

Concernant les activités non nucléaires, l'usine de Jeumont produit et commercialise des alternateurs et des moteurs électriques pour l'industrie et la marine. En plus de cette production de machines neuves, l'usine réalise une importante activité de services dans l'industrie électromécanique. Une unité (la filiale Sarelem située près de Nantes et employant 94 personnes) assure la maintenance et la réparation des moteurs et alternateurs de faible puissance.

Jeumont a également développé un concept innovant d'éolienne à attaque directe et vitesse variable. L'activité dans ce domaine se limite depuis deux ans à la maintenance des éoliennes installées.

La filiale Somanu, située à Maubeuge (nord de la France) avec un effectif moyen de 48 personnes en 2005, dispose d'un atelier de décontamination des équipements provenant des centrales nucléaires avant de les réparer.

4.5.2.4. Marché et positionnement concurrentiel

Équipements nucléaires

Le marché des équipements nucléaires se divise en deux segments avec, d'une part, le marché du remplacement de composants et, d'autre part, le marché des centrales neuves. Ces marchés connaissent un développement important compte tenu de la politique d'allongement de la durée de vie des centrales et de la reprise des constructions de centrales neuves. Ce mouvement

s'accompagne d'un renforcement des exigences des clients, d'une concurrence toujours plus forte et d'une pression sur les prix accentuée par un dollar toujours faible. Par ailleurs, la Business Unit doit faire face aux tensions croissantes du marché des matières premières et de l'acier en particulier.

Le marché du remplacement se caractérise par une concurrence au niveau mondial et une offre légèrement supérieure à la demande avec cinq concurrents : deux en Asie (Doosan et Mitsubishi Heavy Industries), deux en Europe (ENSA et Camozzi, ex-Ansaldo) et un en Amérique du Nord (Babcock & Wilcox). Aux États-Unis, les concurrents asiatiques et européens s'associent souvent avec l'américain Westinghouse qui réalise l'ingénierie et le management de projet.

En France, la Business Unit occupe une position dominante même si EDF a totalement ouvert à la concurrence l'important marché de fabrication des générateurs de vapeur. Les prix connaissent une hausse sensible que seule justifie l'augmentation du coûts des matières premières (pièces forgées et tubes essentiellement). Malgré ce contexte plus difficile, la part de marché de la Business Unit devrait se maintenir autour de 80 %.

À l'étranger, la concurrence ne faiblit pas et les prix restent sous tension. Ainsi, après avoir fortement pénétré le marché américain, la Business Unit rencontre des difficultés pour consolider ses parts de marché face à des concurrents qui privilégient la charge de leurs usines au détriment des prix. Dans ce contexte et compte tenu de la baisse du dollar, le maintien de la position de leadership acquise au cours des cinq dernières années sur le marché américain (30 % de part de marché moyenne), sera un challenge difficile à relever sans envisager de localiser une partie de la production sur place. Il convient également de noter que le marché américain se différencie du marché européen par la diversité des demandes des électriciens locaux. Cette diversité nécessite des réponses spécifiques intégrant non seulement la fourniture de composants lourds sur des modèles très variés (Westinghouse, Babcock & Wilcox, Combustion Engineering, etc.), mais aussi leur intégration et installation au sein de la centrale existante avec, dans certains cas, une augmentation de puissance. Dans ce cadre, la complémentarité de l'offre des deux usines de la Business Unit et des équipes de services et ingénierie implantées aux États-Unis, constitue un facteur clé permettant une réponse globale aux demandes des différents électriciens ainsi qu'un facteur de différenciation par rapport à la concurrence. Enfin, quelques opportunités existent au Brésil et en Afrique du Sud pour le remplacement de composants. En revanche, les marchés des pays de l'ancien bloc de l'Est et du Japon demeurent difficilement accessibles.

En ce qui concerne les composants mobiles, le marché est aussi orienté vers la fourniture de pièces de rechange et les services associés à la maintenance des matériels. Le concurrent principal de l'usine de Jeumont sur ce créneau est Westinghouse, surtout aux États-Unis. Le japonais MHI est également un challenger.

Que ce soit en France ou aux États-Unis, le marché du remplacement va commencer à s'infléchir à l'horizon 2010. Cette évolution est heureusement largement compensée par le redémarrage des programmes de construction de centrales neuves (voir Business Unit *Réacteurs*). Ce marché des centrales neuves a généré 25 % de l'activité de la Business Unit en 2005 et est appelé, dès 2006, à en représenter plus de la moitié. Cette évolution s'effectue dans un contexte similaire au marché du remplacement, c'est-à-dire dans un environnement très concurrentiel avec des prix toujours tirés vers le bas où la capacité à localiser une partie de la production dans les pays clients sera un facteur clé de succès.

Activités non nucléaires

Pour les activités électromécaniques de Jeumont, le marché reste très concurrentiel. Dans le segment de la fabrication des alternateurs de moyenne puissance (10 à 60 MWe), AREVA estime représenter 5 à 10 % du marché mondial selon les années, face à des concurrents puissants tels que GE (également client), FKI (GB), ABB ou Alstom bénéficiant pour la plupart d'une offre globale alternateur-turbine.

Sur le marché de la maintenance, la part de marché en France de Jeumont et de ses filiales est d'environ 25 %. Le principal concurrent pour les services aux gros turboalternateurs d'EDF est Alstom. Dans le domaine de la propulsion de sous-marins, AREVA estime représenter environ un tiers du marché mondial, à travers les chantiers tels que DCN, Izar (Espagne), Kockums (Suède). Le principal concurrent dans ce domaine est Siemens.

Pour les éoliennes, le marché européen reste le plus important malgré un très net ralentissement depuis 2003. Aujourd'hui, six fabricants détiennent la quasi-totalité du marché. Ils sont principalement danois et allemands comme Vestas, Neg Micon, Siemens-Bonus ou REpower dont AREVA détient 21 % à fin 2005.

4.5.2.5. Relations clients/fournisseurs

Clients

Le principal client de la Business Unit est EDF. À l'export, les principaux clients de la Business Unit *Équipements* sont les électriciens américains. L'importante ouverture à l'international de ces dernières années est le meilleur garant de la compétitivité technique et économique de la business Unit pour l'ensemble de ses clients. La dérégulation du marché ainsi qu'un environnement très concurrentiel conduisent ces clients à exiger des contrats toujours plus attractifs notamment en matière de garanties données, de délais et de rémunération sur la base de critères de performances. Des offres globales de service sont privilégiées, couvrant la fourniture de composants de rechange, les opérations de remplacement elles-mêmes (voir Business Unit *Services*), ainsi que les études d'ingénierie et de certification associées. Le groupe AREVA, seul intervenant du marché capable d'offrir l'ensemble de ces fournitures et services, dispose ainsi d'un avantage concurrentiel non négligeable.

Fournisseurs

Les deux principales catégories de fournisseurs de la Business Unit *Équipements* dans le domaine nucléaire sont les tubistes pour la fourniture de tubes de générateurs de vapeur, et les forgerons pour les composants lourds fabriqués à partir de pièces forgées. Ces approvisionnements sont à la fois les plus critiques du point de vue technique (la qualité et les performances des composants livrés aux clients en dépendent), et les plus importants en termes de coûts de revient.

Les fabricants de tubes pour générateurs de vapeur sont peu nombreux. Pour le marché occidental, ils sont au nombre de trois: Sandvik (Suède), Valinox (France) et Sumitomo (Japon). Leurs capacités sont suffisantes pour servir les besoins des prochaines années. Compte tenu de la criticité de ces approvisionnements, l'usine de Saint-Marcel a noué des alliances avec deux d'entre eux en réservant des capacities pour le long terme.

Les forgerons capables de répondre au niveau de qualité de l'industrie nucléaire sont également peu nombreux. Ils se concentrent pour l'essentiel en Europe avec Creusot Forges (France), SAFAS et TERNI (Italie), aux États-Unis (Lehigh), et en Asie avec JSW (Japon) et Doosan (Corée du Sud). Sur ce segment d'achat, la Business Unit *Équipements* a également diversifié ses approvisionnements en mettant en place, d'une part, un programme de certification de nouveaux fournisseurs et, d'autre part, en développant des partenariats.

L'augmentation du prix des matières premières et de l'acier en particulier, ainsi qu'une certaine pénurie de capacité compte tenu des importants besoins du marché "pétrolier", placent ces fournisseurs sur le chemin critique de la fabrication de la plupart des composants produits par la Business Unit (forgés et tubes pour les composants lourds, forgés pour les volutes des groupes moto-pompes primaires).

4.5.2.6. Activité et faits marquants

Pour les équipements nucléaires, l'année 2005 restera marquée par un environnement économique contrasté avec d'une part, des perspectives commerciales croissantes sur le marché des nouvelles centrales et, d'autre part, de très fortes tensions sur les approvisionnements de pièces forgées, le tout dans un contexte concurrentiel difficile.

Équipements nucléaires

Sur le plan commercial, des contrats significatifs ont été remportés. En France, la principale commande concerne neuf générateurs de remplacement pour EDF et les négociations se sont poursuivies pour six unités supplémentaires. Cette activité soutenue marque néanmoins un tournant significatif dans les relations commerciales avec EDF qui a ouvert pour la première fois son marché à la concurrence et octroyé une part non négligeable de l'appel d'offres au japonais Mitsubishi Heavy Industries. Aux États-Unis, le principal contrat obtenu concerne la fourniture de deux générateurs de vapeur "one through" de technologie Babcock & Wilcox pour la centrale de Three Mile Island. Enfin, en Chine, les résultats sont encourageants avec la commande d'un îlot nucléaire complet pour l'extension de la centrale de Ling Ao et d'un changement de couvercle pour la centrale de Qinshan I. Ces deux contrats seront réalisés avec une part significative de la production localisée en Chine.

Au niveau industriel, le plan d'augmentation de capacité de l'usine de Saint Marcel s'est poursuivi tout au long de l'année afin d'assurer un plan de charge élevé lié aux nouveaux contrats de centrales neuves et à la réalisation des nombreux contrats en cours pour EDF et les clients américains. Ce plan s'est traduit par une hausse de 19 % de l'effectif moyen de l'usine en 2005, liée à un afflux de nouveaux embauchés, le passage en trois postes par jour, 7 jours sur 7, pour réussir le contrat Olkiluoto 3 et la montée en puissance des travaux d'extension de la halle lourde (mise en service de 2 900 m^2 supplémentaires en mars 2006). Par ailleurs, plusieurs livraisons de composants lourds sont intervenues sur le marché américain avec notamment quatre générateurs de vapeur pour la centrale de Callaway, deux générateurs de vapeur "one through" pour la centrale d'Arkansas et plusieurs couvercles de cuves pour les centrales de Turkey Point, Salem et Sainte Lucie.

Parallèlement, plus d'une quarantaine de composants lourds sont actuellement en cours de fabrication et une vingtaine de composants supplémentaires sont en carnet de commande. Par ailleurs, de très fortes tensions sur le marché des approvisionnements des pièces forgées, tant sur les prix que sur les capacités de production, placent les forgerons sur le chemin critique de la fabrication de tous les composants nucléaires lourds. Cette situation nécessite une sécurisation des approvisionnements en établissant des contrats d'approvisionnement spécifiques avant la signature proprement dite des contrats de fourniture des équipements.

En ce qui concerne les composants mobiles, l'activité est restée relativement stable pendant le premier semestre avant de connaître une fin d'année plus active avec la montée en puissance du contrat Olkiluoto 3. Le développement de cette activité en Chine s'est concrétisé par la création d'une joint-venture avec le constructeur chinois de machines électriques DFEM (Dong Fang Electrical Machineries) pour la fabrication et la commercialisation de groupes moto pompes primaires de conception Jeumont en Chine. Le démarrage de la production est prévu en 2007 après la construction d'un atelier dans la province du Sichuan.

Activités non nucléaires

Dans l'électromécanique conventionnelle, la situation s'est peu à peu améliorée après une année 2004 particulièrement difficile. Dans ce contexte, Jeumont Sarelem Electric (JSE) a poursuivi sa stratégie de développement des services qui lui permet de tirer profit d'un parc installé important (machines de faible puissance jusqu'aux alternateurs de centrales nucléaires et thermiques) en se positionnant en intervenant de proximité sur une gamme très large de puissance.

Sur le plan commercial, des contrats ayant un caractère stratégique pour cette activité ont été remportés sur le marché de la rénovation d'alternateurs de forte puissance, notamment pour EDF et l'opérateur allemand RWE. Par ailleurs, d'importants appels d'offres en cours pour l'activité marine (fourniture de propulsions électriques pour des sous-marins Barracuda et des frégates multi-missions) permettent d'envisager une pérennité de cette activité à moyen terme.

4.5.2.7. Perspectives et axes de développement

Equipements nucléaires

L'année 2006 se caractérisera par la poursuite d'une forte croissance des activités nucléaires. Sur le plan commercial, le début de l'année 2006 sera principalement consacré à sécuriser les appels d'offres en cours avec EDF et à consolider les positions du secteur en Chine et aux États-Unis.

Au niveau industriel, le principal enjeu concernera l'usine de Saint Marcel qui devra poursuivre sa montée en puissance en absorbant en 2006 une charge supérieure de 20 % à celle de 2005. Un recours accru à la sous-traitance partielle ou totale de certains composants sera nécessaire pour réaliser ce plan de charge. Dans ce contexte de fort développement, le premier objectif de l'usine sera d'améliorer sa productivité industrielle et de réussir l'intégration de ses nombreuses nouvelles recrues.

Jeumont connaîtra également une croissance importante de ses activités avec la montée en puissance des contrats de fournitures d'équipements pour les centrales neuves (mécanismes et pompes) en Finlande et en Chine.

Enfin, la perspective d'une relance du programme nucléaire américain à moyen terme nécessitera la mise en place d'un ou plusieurs partenariats industriels locaux afin de jeter les bases d'une fabrication des composants nucléaires lourds sur le continent nord-américain.

Activités non nucléaires

Pour Jeumont Sarelem Electric (JSE), la priorité des prochains mois sera donnée à la concrétisation d'un partenariat en vue de la cession de cette activité non stratégique pour le groupe AREVA. Concernant les éoliennes, la finalisation du programme de fiabilisation des éoliennes de fabrication Jeumont sera la priorité.

4.5.3. BUSINESS UNIT SERVICES NUCLÉAIRES

4.5.3.1. Chiffres clés

(en millions d'euros, IFRS)	2005	2004
Chiffre d'affaires	727	696
Effectif en fin d'année	3 317 personnes	3 012 personnes

4.5.3.2. Métiers

La Business Unit *Services Nucléaires* propose des prestations permettant aux électriciens d'étendre la durée de vie de leurs centrales et d'en améliorer la disponibilité et la productivité, tout en maintenant un haut niveau de sûreté :

- les services en arrêts de tranche, qui sont des activités récurrentes de maintenance, pour lesquelles la Business Unit *Services Nucléaires* dispose de capacités de coordination et d'intégration des différentes opérations d'entretien et d'inspection, permettant ainsi de réduire la durée de ces arrêts. Un arrêt de tranche programmé, dont l'objectif est d'être le plus court possible, peut nécessiter des équipes de plus de 1 000 personnes, appartenant pour partie à la Business Unit *Services Nucléaires,* pour partie à ses sous-traitants et pour partie aux autres sous-traitants du client. Dans ce cadre, la Business Unit *Services Nucléaires* peut avoir pour mission de coordonner l'ensemble des opérations et des activités des co-contractants ;
- les contrôles non destructifs : inspections réglementaires des équipements importants pour la sûreté. La Business Unit *Services Nucléaires* est le leader mondial pour l'inspection des cuves de réacteur, et des générateurs de vapeur, avec le plus large éventail d'inspections pour tous types de réacteurs en service ;
- la décontamination et le nettoyage chimique, pour réduire l'exposition aux rayonnements pendant l'entretien et les réparations ;
- Les services d'ingénierie et d'améliorations, bénéficiant des compétences et de l'expérience de concepteur/constructeur de la Business Unit *Réacteurs* ;
- les services aux composants primaires : réparations, entretien et remplacement des gros composants de la chaudière nucléaire ;
- les services aux systèmes électriques et au contrôle commande des réacteurs ;
- l'entretien hors site de composants contaminés, en atelier chaud en Europe et aux États-Unis ;
- et certaines opérations de démantèlement d'équipements du circuit primaire, pour lesquelles le savoir-faire des services peut être valorisé (découpe et démontage de composants, décontamination…), notamment en Allemagne.

4.5.3.3. Moyens industriels et humains

Les prestations de la Business Unit *Services Nucléaires* sont par nature des prestations s'exerçant essentiellement chez les clients-exploitants de centrales nucléaires. Pour réaliser ces prestations, la Business Unit *Services Nucléaires* dispose de l'ensemble des moyens permettant de développer et qualifier les procédés et les outillages mis en œuvre.

En outre, on notera l'existence des ateliers chauds [1] (en Europe et aux États-Unis) déjà évoqués pour la maintenance hors site et de deux installations dédiées à l'entraînement et la formation du personnel (une en France : le Cetic, copropriété de EDF et AREVA NP, et une aux États-Unis).

Les équipes sont régionales afin d'assurer aux clients la proximité et la continuité d'un service personnalisé et sont réparties essentiellement dans les pays suivants :

- France : 1 500 personnes,
- Allemagne : 700 personnes,
- États-Unis : 700 personnes.

La Business Unit possède également des implantations en Suède (filiale Uddcomb), Espagne (filiale Tecnimarse), Canada (AREVA NP Ltd.), Chine (filiale SNE) et Afrique du Sud (filiale Lesedi).

À noter à fin 2005, moins de 300 personnes possédaient un statut temporaire notamment dans le cadre de contrat "part time" aux États-Unis.

La Business Unit doit s'adapter annuellement à la forte saisonnalité des activités de services, due à la périodicité des arrêts de tranche, à une tendance forte à la réduction de leur durée, ainsi qu'à l'optimisation des besoins électriques régionaux. Un maximum d'opérations doit donc être concentré en un minimum de temps. Pour faire face à ces pics d'activité qui peuvent être extrêmement élevés, le Groupe a signé des accords de partenariat avec différents fournisseurs. Ces fournisseurs et prestataires font l'objet d'une qualification garantissant le respect des exigences de base applicables à ce type d'activité (qualité, niveau technique).

(1) Un atelier chaud est un atelier spécialisé dans lequel on peut effectuer certaines opérations de nettoyage, d'entretien et de réparation de composants contaminés en respectant les contraintes des plannings d'arrêts de tranche.

4.5.3.4. Marché et positionnement concurrentiel

Le marché potentiel sur lequel exerce la Business Unit *Services Nucléaires* est constitué des réacteurs de type REP ou REB, et de façon plus limitée, des réacteurs de type Candu ou VVER.

Ces réacteurs font l'objet d'un arrêt de tranche programmé tous les 12 à 24 mois, pour réalisation de prestations d'entretien, de maintenance, voire de remplacement de composants lourds. Chaque "arrêt de tranche" génère ainsi un marché de quelques millions à quelques dizaines de millions d'euros.

Le marché mondial des services nucléaires est estimé par AREVA à environ trois milliards d'euros par an pour les seuls réacteurs REP et REB répartis de manière équilibrée entre l'Europe, les Amériques et l'Asie.

AREVA considère que trois acteurs majeurs détiennent environ 45 % de ce marché : AREVA avec environ 25 % est le leader mondial dans les services nucléaires y compris aux États-Unis, devant BNFL-Westinghouse, et General Electric.

Parmi les 55 % restants, le principal concurrent est Mitsubishi Heavy Industries, dont le positionnement est essentiellement japonais, mais dont l'ouverture à l'international est réelle depuis quelques années et qui cherche à développer ses activités de services en Europe. Viennent ensuite des entreprises locales puissantes telles que Hitachi et Toshiba au Japon, KPS en Corée ou encore de nombreuses petites compagnies spécialisées d'"Architect Engineers", des sociétés de maintenance, ainsi que des fournisseurs de composants.

La Business Unit *Services Nucléaires* d'AREVA propose le plus large portefeuille de prestations au monde pour les services nucléaires de type REP et REB, tirant partie d'une position de leader sur les parcs nucléaires français et allemands, d'une compétence technique reconnue et d'une forte présence internationale. Le développement de la Business Unit sur le marché américain a été particulièrement important ces dernières années : ainsi, les électriciens américains représentent pratiquement la moitié de l'activité de la Business Unit. Pour faire face à la concurrence toujours très agressive sur ce marché mondial, la Business Unit propose des offres innovantes, sur les plans technique, contractuel et industriel, en exploitant au mieux les synergies entre ses équipes régionales.

Les barrières d'entrée au marché sont variables selon les activités : l'avantage d'être concepteur de centrales (OEM) est essentiel pour les services d'ingénierie et d'améliorations, ainsi que pour les services aux composants primaires. Les différentes réglementations applicables peuvent également limiter l'accès à certains marchés nationaux. Les principaux facteurs d'évolution du marché sont : le vieillissement du parc mondial, la construction de nouveaux réacteurs, la dérégulation du marché de l'électricité et la pression sur les prix.

4.5.3.5. Relations clients/fournisseurs

Clients

Les clients de la Business Unit *Services Nucléaires* sont les électriciens d'Europe (la France, l'Allemagne, mais aussi, notamment, la Belgique, la Grande-Bretagne, l'Espagne, la Suède, la Suisse, la Slovénie), d'Asie (la Chine, la Corée du Sud, le Japon, Taïwan), d'Amérique du Nord et du Sud (les États-Unis, le Canada, le Brésil), et l'Afrique du Sud. EDF est le premier client de la Business Unit et les exploitants américains représentent environ la moitié de l'activité de la Business Unit.

La pression de la déréglementation fait évoluer le marché vers une demande de solutions globales permettant d'atteindre les objectifs de performance, de réduction des coûts et d'allongement de la durée de vie des centrales tout en améliorant le niveau de sûreté. Ce nouveau contexte amène les exploitants à regrouper les prestations dans des ensembles cohérents du type Prestations de Maintenance Intégrées. Aux États-Unis notamment, des contrats pluriannuels de type "Alliancing" peuvent regrouper des fournitures de composants, des études d'ingénierie, des services de modification et de maintenance, voire la fourniture de combustible.

Fournisseurs

Les trois quarts des achats effectués par la Business Unit sont des prestations de services. En effet, il existe une forte saisonnalité des activités de services due à la périodicité des arrêts de tranche et à l'optimisation des besoins électriques régionaux. En outre, la tendance de réduction de la durée des arrêts de tranche conduit à concentrer le maximum d'opérations en un minimum de temps. Par conséquent, la Business Unit doit s'adapter annuellement à des pics de charge extrêmement pointus. Dans ce contexte, de nombreux accords de partenariat ont été signés avec différents fournisseurs afin de faire face soit aux pics de charge, soit à des demandes sur des métiers spécifiques. Ces fournisseurs et prestataires font l'objet d'une qualification garantissant le respect des exigences de base applicables à ce type d'activité (qualité, niveau technique).

4.5.3.6. Activité et faits marquants

Globalement, l'année 2005 aura été une très bonne année en terme d'activité et de prise de commandes pour la Business Unit *Services Nucléaires,* qui conforte ainsi sa position de leader mondial sur son marché. La Business Unit a réalisé quelques records en 2005 : le plus court arrêt de tranche au monde avec changement de quatre générateurs de vapeur (63 jours et 13 heures) à Callaway (AmerenUE) ; le plus court arrêt de tranche au monde avec changement de couvercle (25 jours, 6 heures et 3 minutes) à Salem 1 (PSEG) ; et le premier remplacement de pressuriseur au monde, réalisé avec succès à Ste Lucie (FP&L).

En France, l'activité a été particulièrement importante dans tous les domaines. Le contrat de prestations de maintenance intégrées, signé fin 2004 avec EDF, s'est déroulé de façon satisfaisante durant l'année 2005, avec 21 prestations effectuées conformément aux prévisions.

En Allemagne, l'activité est restée stable malgré une concurrence agressive. Plusieurs opérations ont été réalisées durant l'année dans des centrales nucléaires en cours de démantèlement, notamment à Stade et Wuergassen. Il s'agit essentiellement d'opérations de décontamination de circuits, ainsi que des opérations de découpe et démontage d'équipements du circuit primaire.

Aux États-Unis, l'année 2005 a été marquée par une activité très dense, notamment lors des deux "pics" que constituent les périodes des arrêts de tranche du printemps et de l'automne. Ces deux périodes se sont déroulées dans d'excellentes conditions. Plusieurs opérations de changement de composants ont été effectuées : changements de couvercle (Salem 1 & 2, Turkey Point 4, ANO 1 et Ste Lucie 1), changements de GVs (ANO 1 et Callaway), et changement de pressuriseur (Ste Lucie).

Dans de nombreux autres pays, comme l'Espagne, l'Afrique du Sud, la Chine, la Suède, les activités ont été réalisées dans d'excellentes conditions. Les plateformes locales participent activement à la croissance de notre chiffre d'affaires dans ces pays.

Par ailleurs, plusieurs contrats stratégiques ont été remportés en 2005, parmi lesquels on peut citer :

- le contrat attribué par EDF en France, pour plus de 300 millions d'euros, portant sur le remplacement de 18 GVs sur 6 réacteurs de 900 MW dont un en option ainsi que sur les opérations associées,
- plusieurs contrats de remplacement de composants aux États-Unis – changement des générateurs de vapeur (GVs) de Diablo Canyon (PG&E), de Ste Lucie (FP&L) et de Salem 2 (PSEG),
- le contrat long terme de services à Koeberg en Afrique du Sud (pour 8 arrêts de tranche),
- un nouveau contrat annuel de services intégrés pour l'arrêt de tranche d'Angra 2 (Brésil),
- plusieurs contrats stratégiquement importants en Suède (contrat d'inspection des grappes de contrôle, remplacement des broches), confirmant le développement de la Business Unit dans ce pays,
- un contrat clés en main de fourniture et d'installation d'équipements en Chine à Qinshan 1 (CNNC) ainsi que le contrat de fourniture de deux systèmes d'instrumentation pour les extensions 3 et 4 de Qinshan phase 2,
- un contrat d'optimisation de la durée d'arrêt de tranche pour KHNP en Corée du Sud.

Enfin, deux opérations de croissance externe ont été réalisées au premier semestre : l'une en Allemagne, où le Groupe réalise en avril l'acquisition d'un département de Siemens spécialisé dans la maintenance du contrôle-commande et des composants électriques, l'autre en Suède, où l'acquisition de la société Uddcomb, permet de proposer aux clients suédois un accompagnement de proximité. Dans les deux cas, l'opération est commune aux Business Units *Réacteurs* et *Services Nucléaires*.

4.5.3.7. Perspectives et axes de développement

La Business Unit *Services Nucléaires,* déjà leader mondial dans son domaine, y compris aux États-Unis, souhaite poursuivre son développement par :

- le développement de nouvelles offres, pluriannuelles, intégrées et innovantes, répondant toujours mieux aux préoccupations techniques et économiques des clients. Dans ce cadre, des offres basées sur la notion d'Asset Management sont développées aux États-Unis et dans certains pays d'Europe (Royaume-Uni, Espagne…),
- le renforcement de ses positions sur les marchés export grâce au développement de partenariats locaux comme en Chine (SNE, acquise à 35 % en 2004), en République d'Afrique du Sud (Lesedi, acquise à 45 %), en Espagne (Tecnimarse, acquise à 100 % en 2004), et maintenant en Suède (Uddcomb, acquise à 100 % en 2005). Ces plateformes locales existantes font déjà ou feront l'objet de programmes de développement, tandis que d'autres joint-ventures ou acquisitions seront étudiées en 2006 (Royaume-Uni, Espagne, Canada, Chine…),
- enfin, le renforcement de son leadership technologique et de sa capacité d'innovation à moyen et long terme, facteurs clés de succès sur un marché fortement concurrentiel (robotique, contrôles non destructifs…). En 2006, l'accent sera mis sur les développements de procédés et d'outillages communs pour l'ensemble de la Business Unit, de façon à optimiser les synergies entre nos équipes internationales.

Aucun remplacement de composant lourd n'est programmé aux États-Unis en 2006. Au Royaume-Uni, British Energy a récemment sollicité AREVA NP pour préparer une offre globale d'amélioration du fonctionnement de sa flotte AGR. Ce marché important représente une opportunité unique de renforcer le positionnement de la Business Unit *Services Nucléaires* dans ce pays.

4.5.4. BUSINESS UNIT AREVA TA

4.5.4.1. Chiffres clés

(en millions d'euros, IFRS)	2005	2004
Chiffre d'affaires	316	316
Effectif en fin d'année	2 017 personnes	2 259 personnes

4.5.4.2. Métiers

La conception de systèmes fournissant de l'énergie pour la propulsion navale

Le métier principal de la Business Unit AREVA TA consiste à concevoir, produire et maintenir les réacteurs nucléaires de propulsion navale et les services et équipements associés. Ce métier répond à de hautes exigences de sûreté, de fiabilité et de disponibilité.

Le marché est celui des navires à propulsion nucléaire, des installations industrielles et d'essais associées. Ce marché requiert la maîtrise de méthodologies et de technologies clés comme l'architecture système, le management de projets, le numérique sécuritaire, les analyses de sûreté, la thermohydraulique et la neutronique, l'acoustique et les vibrations, le soutien logistique intégré. Depuis plus de trente ans, des réacteurs nucléaires conçus par AREVA TA propulsent des sous-marins et un porte-avions dans toutes les missions opérationnelles de la flotte française.

La Business Unit répond également aux exigences associées à la propulsion : systèmes de conduite, de surveillance, discrétion acoustique des systèmes, des installations et de leurs composants. AREVA TA dispose d'une expérience unique de concepteur et d'exploitant technique opérationnel pour le compte du CEA. Au-delà de la conception des réacteurs, la Business Unit apporte un soutien à l'exploitant des réacteurs embarqués sur des bâtiments opérationnels (sous-marins et porte-avions), par des prestations de services, de maintenance et de formation : soutien en service et conduite de réacteurs de qualification, de formation et d'essais, ayant pour vocation de prévenir les risques technologiques et humains à plusieurs niveaux (validation des réacteurs embarqués avant leur départ en mer, expérimentation des innovations à échelle réelle, tests d'endurance, maintenance prédictive, formation des équipages).

AREVA TA et sa filiale Hélion ont réussi une nouvelle percée technologique dans le secteur de la pile à combustible. Avec sa ligne de produits Syspac®, Helion vise des applications où la continuité de la fourniture électrique est un impératif vital et de sûreté.

L'ingénierie de systèmes et d'installations complexes et la conception de systèmes électroniques sûrs

La Business Unit AREVA TA dispose d'un savoir-faire reconnu en matière d'ingénierie des systèmes complexes, ainsi que de conception et de réalisation d'équipements et de systèmes électroniques sûrs, embarqués ou au sol, permettant de garantir la sécurité, le confort, la fiabilité et la disponibilité d'installations à haut niveau de sûreté qu'elles soient industrielles, nucléaires ou dédiées au transport de passagers et de marchandises.

AREVA TA occupe une place significative sur ce marché qui présente des exigences analogues au nucléaire en termes de sûreté et de disponibilité, avec par exemple :

- les systèmes de pilotage automatique pour transport guidé,
- les dispositifs de contrôle de vigilance des conducteurs de rame,
- les enregistreurs de paramètres d'exploitation, généralement appelés "boîtes noires", pour enregistrer les événements de conduite,
- le contrôle-commande d'ouverture et de fermeture des portes d'une rame de métro,
- les systèmes de localisation de trains.

En 2005, les projets de défense nationale représentent environ 60 % du chiffre d'affaires de la Business Unit et les activités liées au nucléaire civil et au marché industriel (transport, applications industrielles, environnement) représentent environ 40 %.

4.5.4.3. Moyens industriels et humains

La Business Unit dispose de cinq principales implantations industrielles et d'ingénierie en France :

- à Saclay, principalement dédiée aux fonctions support et aux activités commerciales et de projets,
- à Aix-en-Provence, principalement dédiée aux projets d'ingénierie,
- à Cadarache, principalement dédiée aux activités de soutien en service,
- à Lyon, principalement dédiée aux solutions acoustiques et vibratoires,
- à Toulouse, principalement dédiée aux équipements électroniques pour l'industrie.

4.5.4.4. Marché et positionnement concurrentiel

AREVA TA intervient essentiellement en France sur les marchés de la défense, des grands instruments scientifiques et de l'industrie, des transports guidés et de l'aéronautique. Le domaine de la propulsion nucléaire navale dispose de très faibles ouvertures commerciales à l'international compte tenu des problématiques liées à la souveraineté nationale.

Les concurrents du domaine industriel sont les ingénieries classiques de technologie et de systèmes.

4.5.4.5. Activité et faits marquants

Parmi les faits marquants de l'année 2005, on retiendra :

- L'avancement significatif du chantier du réacteur RES, réacteur d'essais qui assurera le soutien à terre des futurs réacteurs nucléaires de propulsion navale embarqués sur les sous-marins nucléaires d'attaque de type Barracuda. L'achèvement du module piscine a permis de livrer l'installation au client et de procéder, en tant qu'exploitant technique opérationnel, à son démarrage. L'achèvement de l'enceinte de confinement assemblée sur place par les partenaires industriels du programme a permis dans les délais attendus, de la mettre en place dans le bâtiment réacteur qui devait l'accueillir.

- Pour les réacteurs embarqués et en particulier sur le quatrième sous-marin SNLE-NG actuellement en construction, AREVA TA a franchi avec succès des jalons importants en 2005, permettant de respecter le calendrier du client, notamment pour engager le montage à Cherbourg de capacités et de circuits importants dans le compartiment réacteur.

- Le développement soutenu des activités concernant le numérique sécuritaire pour le transport ferroviaire ou urbain. Ainsi en 2005, AREVA TA, maître d'œuvre de l'ensemble du programme, a présenté officiellement le premier train MF 2000 à la RATP, en présence de sa Présidente, Anne-Marie IDRAC.

- L'avancement significatif des contrats dans le domaine de l'ingénierie des grands instruments scientifiques et de l'industrie. On peut citer notamment le Laser Mégajoule (LMJ) et le réacteur de recherche Jules Horowitz (RJH) pour le CEA. De même, Airbus Industrie a signé en septembre 2005 la réception définitive du troisième et dernier poste de finition et d'essais de la chaîne d'assemblage de l'Airbus A380.

4.5.4.6. Perspectives et axes de développement

Les perspectives de développement des activités non liées à l'énergie/propulsion laissent entrevoir une croissance du chiffre d'affaires dans les années à venir. Par ailleurs, la loi de programmation militaire a confirmé l'engagement de l'État sur des grands programmes comme le programme Barracuda, le quatrième sous-marin nucléaire lanceur d'engins et le laser Mégajoule. Ceci laisse prévoir une certaine stabilité du chiffre d'affaires dans ce secteur.

La Business Unit AREVA TA continue de focaliser sa stratégie de développement sur l'axe suivant : compléter l'offre du groupe AREVA en tant que concepteur et fournisseur de systèmes de haute technologie dans la propulsion navale ainsi que de solutions à haut niveau de sûreté et de fiabilité dans l'environnement et les transports.

La Business Unit restera également très présente dans l'ingénierie des grands instruments scientifiques (réacteur Jules Horowitz, laser Mégajoule et Iter), de grandes installations industrielles à caractère pluridisciplinaire, et la maîtrise d'œuvre d'opérations d'entretien et de maintenance.

4.5.5. BUSINESS UNIT MESURES NUCLÉAIRES

4.5.5.1. Chiffres clés

(en millions d'euros, IFRS)	2005	2004
Chiffre d'affaires	166	157
Effectif en fin d'année	1 096 personnes	1 078 personnes

4.5.5.2. Métiers

La Business Unit *Mesures Nucléaires* conçoit, fabrique et commercialise des appareils et des systèmes de détection et de mesure de la radioactivité, de surveillance des installations nucléaires, de radioprotection et de caractérisation des déchets. Elle fournit également les services associés. Ses produits et ses services répondent aux besoins de sûreté nucléaire, de sécurité, de monitoring de l'activité industrielle de ses clients. La Business Unit *Mesures Nucléaires* joue donc un rôle important au cœur de la problématique de développement durable du groupe AREVA et de ses principaux clients (opérateurs nucléaires, laboratoires de recherche et services gouvernementaux) dans les domaines de la sûreté et de la sécurité nucléaire.

4.5.5.3. Moyens industriels et humains

La conception, la réalisation et la commercialisation des équipements sont intégrées au sein de la Business Unit, représentée par cinq principales filiales commerciales et une trentaine de bureaux sur les cinq continents.

Sur le plan de la production, la Business Unit optimise actuellement ses opérations au niveau mondial à travers un processus de globalisation de ses implantations industrielles en Europe et en Amérique du Nord.

La Business Unit dispose aujourd'hui de neuf sites de production répartis aux États-Unis, France, Canada, Angleterre et Belgique employant au total plus de 320 salariés directement liés aux activités de production.

4.5.5.4. Marché et positionnement concurrentiel

Le marché de la mesure nucléaire (y compris le programme "Homeland Security" aux États-Unis) est un marché de niche mondial, estimé à 900 millions d'euros par an. La Business Unit *Mesures Nucléaires,* qui utilise la marque Canberra, y occupe la première place avec environ 20 % de parts de marché en 2005. Ses ventes sont réalisées pour 51 % en Amérique du Nord, le premier marché mondial, 26 % en Europe hors France, 14 % en France, 8 % en Asie et 1 % dans le reste du monde en 2005.

Les principaux concurrents d'AREVA, que sont SAIC, Thermo, Synodis (MGP) et Ametek/Ortec, détiennent 40 % de parts de marché. Les 40 % de parts de marché restantes sont éclatées entre plus d'une centaine de petits acteurs.

4.5.5.5. Relations clients/fournisseurs

Clients

Les catégories traditionnelles de clients qui composent le marché des mesures nucléaires sont : les centrales nucléaires, les usines de fabrication et de traitement du combustible, les laboratoires de radiochimie et d'environnement, les laboratoires de recherche scientifique et le secteur médical.

À ces clients s'ajoutent les organismes publics ou privés en charge du contrôle radiologique aux frontières, ainsi que les équipes d'intervention d'urgence. Cette dernière catégorie de clients se développe particulièrement aux États-Unis avec un programme mis en place par le Department of Homeland Security.

Fournisseurs

Parmi les matières premières utilisées par la Business Unit, seul le germanium (résidu du cuivre n'existant pas à l'état naturel) présente un caractère particulier, dans la mesure où trois fabricants seulement dans le monde sont à même de produire des cristaux de germanium hyper-purs utilisés dans la fabrication des détecteurs semi-conducteurs de rayonnement gamma. La Business Unit *Mesures Nucléaires* est le plus important de ces trois fabricants, ce qui lui confère un avantage compétitif. Les autres composants ou matériaux utilisés par la Business Unit peuvent être approvisionnés sans contraintes ou risques particuliers.

4.5.5.6. Activité et faits marquants

L'année 2005 a été marquée par une forte activité dans le domaine des prises de commandes d'équipements militaires de la part de l'US Army.

Par ailleurs, la Business Unit a revu son organisation :

- sur un plan fonctionnel ses principaux départements (R&D, Strategic Marketing et Business Development) ont été renforcés,
- sur le plan industriel, la Business Unit a démarré la rationalisation de ses plateformes industrielles aux États-Unis et a fusionné ses entités françaises.

4.5.5.7 Perspectives et axes de développement

L'objectif de la Business Unit pour 2006 et pour les prochaines années est de réussir à transformer des activités de niches en une entreprise high-tech ayant vocation à servir les clients dans le monde entier, notamment en consolidant son leadership mondial sur le marché Labs & Fuel Cycle et en développant ses parts de marchés sur les marchés des centrales nucléaires et Homeland Security. À terme, cette stratégie devrait permettre d'atteindre une croissance organique significative de son chiffre d'affaires et une profitabilité opérationnelle accrue.

4.5.6. BUSINESS UNIT CONSEIL ET SYSTÈMES D'INFORMATION

4.5.6.1. Chiffres clés

(en millions d'euros, IFRS)	2005	2004
Chiffre d'affaires	143	133
Effectif en fin d'année	2 009 personnes	1 954 personnes

4.5.6.2. Métiers

Les trois métiers complémentaires exercés par la Business Unit *Conseil et Systèmes d'Information* (sous le nom commercial d'Euriware et de sa filiale PEA Consulting) sont répartis comme suit :

- l'intégration et l'optimisation des systèmes d'information représentant environ 30 % de l'activité,
- le conseil en gestion des flux logistiques, systèmes d'information et en stratégie d'entreprise, ciblée sur la performance d'ensemble de l'entreprise, pour environ 10 % des ventes,
- l'infogérance "évolutive" (cf. Lexique) représente environ 60 % du chiffre d'affaires de la Business Unit.

Une majorité des contrats de la Business Unit est récurrente, notamment en infogérance, ce qui permet de détenir plus de 70 % des contrats clients sur des durées allant de trois à cinq ans.

Outre le chiffre d'affaires contributif mentionné ci-dessus, la Business Unit réalise près d'une centaine de millions d'euros de chiffre d'affaires pour le compte du Groupe dans le cadre de la gestion de ses systèmes d'information et de son informatique industrielle.

4.5.6.3. Moyens industriels et humains

Avec un effectif de près de 2 000 personnes à fin 2005, la Business Unit *Conseil et Systèmes d'Information* s'appuie sur quatre directions régionales : Île-de-France (plus de 40 % des effectifs), Ouest (environ 30 % des effectifs), Centre-Est (environ 20 % des effectifs) et Sud-Est (environ 10 % des effectifs). Parmi les quatorze entités opérationnelles distribuées sur l'ensemble du territoire français, trois centres de services situés en France assurent des prestations d'hébergement et proposent également des services d'exploitation et de télépilotage des systèmes et des réseaux.

Des partenariats stratégiques (accords ciblés avec des constructeurs, des éditeurs, des opérateurs et des sociétés de conseil) sont par ailleurs mis en œuvre au niveau international, permettant d'assurer la maîtrise d'œuvre de projets en Europe, aux États-Unis et en Asie.

4.5.6.4. Marché et positionnement concurrentiel

La Business Unit se positionne sur le marché français des sociétés de services informatiques représentant en 2005, plus de 20 milliards d'euros (source Syntec). La Business Unit *Conseil et Systèmes d'Information* est un acteur français reconnu notamment dans l'informatique industrielle. La Business Unit est en concurrence avec les principales SSII comme : IBM Global Services, Cap Gemini, Atos Origin, etc.

4.5.6.5. Relations clients/fournisseurs

Clients

La Business Unit *Conseil et Systèmes d'Information* intervient pour ses clients majeurs hors groupe dans les secteurs des télécoms (France Télécom), du secteur public dont la Défense (Ministère de la défense), de l'énergie (EDF, CEA), de la banque (Natexis Banque Populaire) et de l'industrie (Sanofi-Aventis, Messier Bugatti, Renault).

Ces contrats s'inscrivent dans le cadre d'une relation de trois à cinq ans pour les prestations d'infogérance, et à plus court terme pour ses missions de conseil et d'intégration.

Fournisseurs

Les ressources utilisées par la Business Unit *Conseil et Systèmes d'Information* sont les logiciels, les matériels informatiques et la sous-traitance informatique. Celles-ci, sont intégrées dans les offres de services d'EURIWARE. Ses principaux fournisseurs sont des éditeurs de logiciels (Microsoft, PTC, Oracle, SAP, Veritas, Computer Associates, EMC2 Documentum, Business Object, Filenet, Générix), des constructeurs de matériels (HP, IBM, SUN et DELL), des fournisseurs de services de stockage (EMC, ADIC) ainsi que de prestataires de services (SCC…).

4.5.6.6. Activité et faits marquants

En 2005, les marchés du conseil, de l'intégration de systèmes et de l'infogérance ont affiché une croissance mesurée, compte tenu de l'accroissement de la pression concurrentielle et du faible niveau des prix de vente.

La Business unit a signé de nombreux nouveaux contrats. Dans le domaine du conseil Arcelor a confié à PEA Consulting d'importantes missions portant sur la performance industrielle. Pour La Poste, EURIWARE a mené un grand projet d'intégration de progiciel concernant la logistique du réseau grand public. Dans le domaine de l'infogérance globale, EURIWARE a remporté des contrats majeurs dont Daher (Groupe de services industriels spécialisé en logistique sur des secteurs tels que l'aéronautique) et Sodiaal (groupe agroalimentaire).

Dans le cadre de la politique de certification EURIWARE a obtenu en 2005 la confirmation de sa certification ISO 9001-2000 sur l'ensemble de ses métiers et de ses implantations géographiques.

4.5.6.7. Perspectives et axes de développement

Le marché des logiciels et services informatiques en France devrait croître de 6,8 % en 2006 selon les prévisions de Syntec Informatique. La pression sur le niveau des coûts des prestations de services devrait rester forte.

La stratégie à moyen terme de la Business Unit est de poursuivre le développement de ses trois grands métiers (le conseil, l'intégration de systèmes, l'infogérance évolutive) et de ses services à haute valeur ajoutée grâce à une approche rationalisée et cohérente de ses offres et à un positionnement centré autour de sa forte expertise. Elle vise également un développement progressif à l'international et la mise à disposition pour ses principaux clients de nouveaux moyens de production en Inde et en Russie.

Cinq lignes d'activité prioritaires, l'infogérance globale, l'informatique industrielle, la gestion électronique de documents et le PLM (Product Lifecycle Management) ainsi que les solutions d'entreprise constituent les axes différentiateurs de développement d'EURIWARE.

4.6. Pôle Aval

CHIFFRES CLÉS

(en millions d'euros, IFRS)	2005	2004
Chiffre d'affaires	1 921	1 946
Résultat opérationnel	208	231
Effectif en fin d'année	10 864 personnes	10 697 personnes

Répartition du chiffre d'affaires 2005 par Business Unit et par zone géographique

PRÉSENTATION GÉNÉRALE

Le Pôle Aval qui représente 19 % du chiffre d'affaires du groupe AREVA, offre des solutions de gestion de fin de cycle des combustibles usés. Le parc nucléaire mondial génère de l'ordre de 6 500 tML de combustible usé chaque année. Cette valeur est équivalente à la quantité de combustible chargé dans les réacteurs. Le stock de combustible usé accumulé au niveau mondial est de l'ordre de 125 000 tML à fin 2005.

Ce Pôle délivre des services de traitement et de recyclage des combustibles après utilisation dans les centrales nucléaires ainsi que des activités associées :

- les Business Units *Traitement* et *Recyclage* récupèrent les matières valorisables (uranium et plutonium) des combustibles usés afin de les recycler sous forme de combustibles MOX ou d'UO_2 (cf. Lexique) dans les réacteurs nucléaires,
- la Business Unit *Logistique* conçoit et fabrique les emballages pour le transport et l'entreposage des matières nucléaires et réalise leur transport,
- la Business Unit *Assainissement* réalise pour l'essentiel des opérations d'assainissement nucléaire et de logistique-chantier,
- la Business Unit *Ingénierie* conçoit et réalise des ateliers pour l'amont et l'aval du cycle.

Le Pôle réalise également des transferts de technologie importants dans le traitement, notamment un au Japon qui a donné lieu à la création de l'usine Rokkasho-Mura (usine sœur de La Hague). Par ailleurs, des transferts de technologie relatifs au recyclage sous forme de combustible MOX sont également en cours au Japon et aux États-Unis.

Dans une logique de développement durable et de protection de l'environnement, AREVA a développé des solutions de haute technologie permettant de traiter les matières et de recycler 96 % du combustible usé, de réduire les volumes des déchets ultimes, de conditionner ces derniers en vue de leur stockage définitif. AREVA propose également des solutions pour entreposer les combustibles usés en l'état.

Le Groupe est leader mondial sur les marchés du cycle "ouvert" et du cycle "fermé" qui sont les deux options de gestion offertes aux électriciens pour leur combustible usé :

- Le cycle ouvert consiste à considérer que le combustible usé est une matière non réutilisable. Le combustible usé est entreposé soit dans des piscines, soit dans des systèmes d'entreposage à sec au sein de sites dédiés à cet effet. Les solutions d'entreposage existant sur le marché peuvent permettre à l'électricien de gérer ses volumes sur des périodes de plusieurs dizaines d'années. L'enjeu à long terme sera le stockage définitif de son stock de combustible usé, dans le cadre de programmes souvent nationaux de gestion de déchets nucléaires.

- Le cycle fermé repose sur le fait que le combustible usé contient une quantité importante de matières valorisables capables de produire encore une grande quantité d'énergie. La solution consiste à traiter le combustible usé, pour séparer ces matières valorisables, l'uranium et le plutonium, des déchets ultimes qui ne représentent, eux, que de l'ordre de 4 % des volumes de combustible usé. L'uranium et le plutonium ainsi récupérés sont recyclés en combustibles pour les centrales nucléaires. Il s'agit d'un cycle de longue durée puisqu'une fois sorti du réacteur, le combustible usé subira un cycle de traitement d'une durée d'environ dix ans avant de pouvoir être réintroduit dans une centrale sous forme de MOX (à base de plutonium et d'uranium) ou d'URT (à base d'uranium de retraitement).

Les marchés de ces cycles sont caractérisés par de fortes barrières à l'entrée reposant à la fois sur des technologies de pointe et, pour le cycle fermé, sur une forte intensité capitalistique.

Selon l'étude OCDE d'avril 1994, il ressort que les cycles fermé (1) et ouvert ont un coût complet sensiblement identique et représentent une partie relativement faible du coût du kWh nucléaire (environ 6 %).

L'activité de traitement-recyclage bénéficie d'une forte visibilité liée à la durée du cycle de traitement-recyclage du combustible usé (environ dix ans à compter de la sortie du réacteur). Grâce à ses relations à long terme avec ses grands clients, le Groupe dispose aujourd'hui d'un carnet de commandes d'environ trois années de chiffre d'affaires. EDF s'est par ailleurs engagé sur le principe du traitement de ses combustibles usés sur la période post-2007, les conditions commerciales étant en cours de négociation. Enfin, le Groupe a mis en place des partenariats à long terme avec des clients étrangers visant à valoriser ses technologies.

(1) Le coût du cycle fermé tient compte de la valorisation de l'uranium et du plutonium récupérés lors de l'opération de traitement.

Les procédés développés et mis en œuvre par le Groupe dans le domaine du cycle "fermé" sont aujourd'hui éprouvés et ont permis d'atteindre la maturité industrielle. Le Groupe, qui entend promouvoir cette option auprès des pays nucléaires signataires du Traité de Non-Prolifération (TNP) et de leurs exploitants de centrales nucléaires, vise maintenant à améliorer encore l'efficacité industrielle et la compétitivité économique de cette solution.

L'option pour le cycle "fermé" dépend de décisions politiques nationales. Comme l'illustre le graphique ci-dessous, la France, le Japon, la Grande-Bretagne, la Russie et la Chine ont adopté la solution du cycle "fermé". Les États-Unis, la Finlande et la Suède ont adopté un cycle "ouvert". AREVA a initié une approche variable selon les pays afin de s'adapter aux spécificités locales. Des perspectives de développement pour les Business Units *Traitement* et *Recyclage* existent dans certains des pays ayant adopté les solutions mixtes ou d'attente.

Politiques de gestion des combustibles usés par pays

Source : AREVA.

L'avance technologique et industrielle d'AREVA dans le Traitement-Recyclage, lui confère une position très favorable pour bénéficier du développement éventuel de cette option pour la gestion de fin de cycle du combustible. Afin de conserver son avance technologique et d'optimiser son outil industriel, les Business Units du Pôle consacrent environ 4 % de leur chiffre d'affaires aux dépenses de R&D.

STRATÉGIE ET PERSPECTIVES

L'objectif du Pôle est de consolider sa position de leader mondial et sa stratégie s'articule autour de quatre axes :

- **Conforter les activités de traitement et recyclage de combustibles usés en France.** Le Groupe bénéficie d'une visibilité jusqu'en 2015 en raison de ses contrats avec EDF. Le Groupe s'emploie par ailleurs à renforcer et à prolonger son carnet de commandes.

- **Valoriser ses technologies du cycle fermé au niveau mondial.** Le Groupe entend développer les technologies de fin de cycle en travaillant étroitement avec les différentes autorités en charge de cette question. Cette stratégie est déjà illustrée par deux références principales :

  – Au Japon, le Groupe a organisé, depuis 1987, un important transfert de technologie auprès de ses clients partenaires japonais. Les technologies développées dans ce domaine ont abouti à la construction d'une usine de traitement de combustible usé par JNFL (Japan Nuclear Fuel Limited) au Japon (Rokkasho-Mura) dont la mise en service industrielle est prévue pour 2007 avec une capacité de l'ordre de 200 TWh/an (soit l'équivalent de 800 tonnes de Métal Lourd irradié /an). Cette capacité est en tout état de cause inférieure à la capacité nécessaire pour traiter la quantité de combustibles usés actuellement déchargés des réacteurs japonais. AREVA poursuit les relations avec JNFL dans le cadre de l'assistance au démarrage de Rokkasho-Mura jusqu'à la fin 2007. De même, AREVA contribue au transfert de technologie de fabrication de combustible MOX et se propose d'assister JNFL lors du design, de la construction et de l'exploitation de leur future usine.

  – Aux États-Unis, les technologies de traitement recyclage du Groupe sont à la base du programme EUROFAB ("MOX for peace") qui consiste à construire sur le sol américain, pour le compte du Department of Energy (DOE), une usine de fabrication de combustible MOX à partir de plutonium américain d'origine militaire. En ce qui concerne le traitement, l'administration américaine avait fait le choix à la fin des années 70 du cycle "ouvert", comme réponse exclusive aux risques de prolifération associés à l'époque au changement de régime en Iran. À la suite de la publication de l'"Energy Bill" en août 2005, on assiste cependant à un fort regain d'intérêt pour un nucléaire durable dans un contexte de tension d'approvisionnement énergétique. C'est ainsi que le lancement en février 2006 du programme GNEP (Global Nuclear Energy Partnership) par le DOE réouvre la voie du traitement-recyclage en lequel il voit une opportunité pour les États-Unis d'accroître les capacités de stockage de Yucca Mountain, de récupérer de manière maîtrisée les matières valorisables tout en réduisant les risques de prolifération. AREVA a pour objectif de participer activement à ces travaux sur l'aval du cycle, en réponse directe aux propositions de coopération internationale accrue de l'administration américaine.

- **Conforter sa position de leader sur le marché de l'entreposage des combustibles usés, en particulier aux États-Unis,** où le Groupe est déjà leader dans le système d'entreposage, avec plus de la moitié de parts de marché. Les études se poursuivent sur la conception de l'installation de déchargement de combustibles usés du futur centre de stockage des déchets à Yucca Mountain.

- **Développer les produits et services associés au transport des combustibles et des matières nucléaires.**

4.6.1. BUSINESS UNITS "TRAITEMENT" ET "RECYCLAGE"

4.6.1.1. Chiffres clés

(en millions d'euros, IFRS)	2005	2004
Chiffre d'affaires	1 553	1 541
Effectif en fin d'année	6 284 personnes	6 209 personnes

4.6.1.2. Métiers

Le traitement consiste à séparer, grâce à un ensemble d'opérations chimiques et mécaniques, les produits valorisables (uranium et plutonium) d'une part, et les déchets ultimes (cf. Lexique) que sont les structures métalliques des assemblages et les produits de fission, d'autre part.

Le recyclage consiste à récupérer, lors des opérations de traitement des combustibles usés, les matières énergétiques (uranium et plutonium), et à les recycler sous forme de combustible (MOX ou Uranium de retraitement) dans les réacteurs nucléaires. AREVA est le principal acteur sur le marché des technologies liées au traitement et au recyclage. Le Groupe se positionne depuis quelques années comme le premier producteur de combustible MOX dans le monde.

Dans une logique de développement durable et de protection de l'environnement, AREVA a développé des solutions de haute technologie permettant de séparer 96 % du combustible usé et de le recycler. Cette activité permet :

- la préservation des matières premières (uranium et plutonium) par leur recyclage sous forme de nouveau combustible,
- la réduction du volume et de la radiotoxicité des déchets (non recyclables) produits par les centrales nucléaires.

Par ailleurs, les Business Units *Traitement* et *Recyclage* réalisent des opérations de démantèlement d'installations en fin de vie.

Les matières traitées (uranium, plutonium et produits de fission) sont la propriété des clients, AREVA fournissant uniquement les services de transformation.

4.6.1.3. Moyens industriels et humains

Traitement

La Business Unit *Traitement* s'articule principalement autour de deux établissements industriels : La Hague et Marcoule, situés respectivement dans la Manche et le Gard, en France.

L'établissement de La Hague

La vocation de l'établissement de La Hague est de traiter les combustibles nucléaires "usés" sortant des réacteurs producteurs d'électricité ou expérimentaux. Le traitement consiste à séparer l'uranium, le plutonium et les produits de fission :

- L'uranium est purifié pour atteindre les caractéristiques nécessaires à une réutilisation, puis concentré sous forme de nitrate d'uranyle liquide. Il peut ensuite être transformé en oxyde et être réutilisé, après enrichissement, dans la fabrication de combustible neuf (voir le Pôle Amont- Business Unit *Chimie*).
- Le plutonium est purifié pour atteindre les caractéristiques nécessaires à sa réutilisation, puis conditionné sous forme d'oxyde. Il peut ensuite être mélangé avec de l'oxyde d'uranium pour fabriquer un combustible neuf de type MOX.
- Les produits de fission (qui contiennent l'essentiel de la radioactivité des combustibles usés) sont calcinés et incorporés dans une matrice de verre inerte coulée dans des conteneurs standards de déchets (CSD-V) en acier inoxydable. Les structures métalliques des combustibles sont compactées et mises en conteneurs standards de déchets (CSD-C) en acier inoxydable. Les conteneurs appartenant à EDF sont entreposés à La Hague dans l'attente d'un stockage définitif, ceux appartenant à des clients étrangers sont renvoyés dans leur pays d'origine.

L'établissement de La Hague dispose de deux lignes de production (UP2 et UP3) avec une capacité actuelle de traitement correspondant à une production électrique de 450 TWh/an (1 700 tonnes de métal lourd irradié /an) sur l'ensemble des deux lignes de production.

L'établissement de Marcoule

La première usine de traitement, UP1, a cessé ses activités à fin 1997. Depuis 1998, l'établissement a entrepris les opérations d'assainissement de l'usine UP1, au travers de trois programmes dont le planning général s'étend jusqu'en 2040.

La propriété et le statut d'exploitant nucléaire du site sont en cours de transfert vers le CEA.

Mecagest et SICN

Dans une logique de cohérence métier, le périmètre des activités industrielles s'est élargi au cours de l'année 2005. Ainsi ont été rattachées à la Business Unit *Traitement*, deux nouvelles filiales, l'une tournée vers la production de conteneurs et l'autre vers le démantèlement de ses propres installations.

Recyclage

La Business Unit *Recyclage* s'appuie sur deux établissements industriels situés en France et un sous-traitant en Belgique (Belgonucléaire).

MELOX S.A.

L'usine MELOX implantée sur le site nucléaire de Marcoule (Gard - France) produit à l'échelle industrielle des assemblages combustibles MOX qui sont élaborés à partir d'un mélange d'oxydes d'uranium et de plutonium et destinés aux centrales nucléaires de production d'électricité de différents pays. Démarrée en 1995, l'usine a atteint son niveau nominal initial de production (100 tMl/an) dès 1997. Aujourd'hui, elle se positionne comme le leader mondial sur le marché de la fabrication de combustibles MOX. En septembre 2003, le gouvernement français a autorisé AREVA à porter le niveau de la production annuelle de l'usine à 145 tonnes de métal lourd. Cette augmentation de production a permis de recentrer la fabrication de combustibles MOX réalisée en France sur la seule usine MELOX, après l'arrêt des productions de l'établissement de Cadarache fin juillet 2003.

En 2004, AREVA a déposé auprès de ses ministères de tutelle un dossier demandant l'autorisation de porter la production annuelle de combustible MOX à MELOX à 195 tonnes de métal lourd par an. Cette demande s'inscrit dans la stratégie d'AREVA de regrouper l'ensemble de ses productions de combustible MOX sur l'usine MELOX afin de répondre aux besoins de clients et de renforcer la performance économique de l'activité.

L'établissement de Cadarache

L'usine d'AREVA NC de Cadarache (Bouches-du-Rhône - France) a fabriqué le 16 juillet 2003 ses derniers crayons combustibles MOX destinés aux clients allemands. Par ailleurs l'usine a réalisé fin 2004, dans le cadre du programme Eurofab, les pastilles et crayons nécessaires à la fabrication de quatre assemblages précurseurs de combustible MOX à partir du plutonium d'origine militaire américain. La phase d'assemblage a été réalisée à MELOX début 2005.

AREVA se consacre désormais, sur l'établissement de Cadarache au conditionnement sous forme de crayons des rebuts issus de précédentes fabrications ainsi que de travaux de Recherche et Développement appliqués. Afin de se préparer aux phases d'assainissement et de démantèlement de l'installation qui démarreront progressivement sur les trois prochaines années, les méthodes de nettoyage et de démontage des équipements sont mises au point à petite échelle depuis mi-2003, la durée estimée des travaux étant de 10 ans.

Belgonucléaire - Usine de Dessel

Pour compléter les productions réalisées à MELOX et à Cadarache, AREVA a réservé une partie de la capacité de production de l'usine de Belgonucléaire située en Belgique à Dessel, dans le cadre d'un contrat commercial avec cette société jusqu'en 2006. Belgonucléaire a annoncé fin 2005 qu'elle envisageait la fermeture de son usine de Dessel, en 2006.

Prolongement de la durée de vie des usines du Groupe

Pour répondre aux exigences de ses principaux clients, le groupe AREVA a décidé de vérifier la cohérence de la durée de vie de ses installations avec les hypothèses retenues par EDF pour son parc de réacteurs. Des études techniques ont été menées sur les sites de La Hague et de MELOX s'appuyant sur : la conception de ces installations, le mode d'exploitation, les retours sur expérience d'exploitation d'installations similaires, et les programmes de R&D d'accompagnement.

Le Bureau Veritas a été chargé par le groupe AREVA de faire une revue critique de ces études. Le rapport conclut que le Groupe peut se permette d'envisager une utilisation de ces outils industriels jusqu'à l'horizon 2025 pour La Hague et au minimum 2027 pour MELOX. Ainsi les durées d'amortissement de ces installations ont été allongées en conséquence en 2005 (cf. Note 1.9.4. de l'annexe des comptes consolidés).

4.6.1.4. Marché et positionnement concurrentiel

Le marché mondial du traitement et du recyclage du combustible usé est extrêmement concentré. L'importance des capitaux à engager et les contraintes techniques et administratives constituent autant de barrières à l'entrée. Les caractéristiques de ce marché sont les suivantes :

- une activité concentrée, avec seulement quelques fournisseurs d'installations de traitement et recyclage (dont AREVA, qui est le seul à proposer des installations de grande capacité),
- une maîtrise technologique de très haut niveau,
- un coût extrêmement élevé du développement de technologies de substitution,
- des opérations à forte intensité capitalistique,
- une réglementation et des contraintes liées à l'environnement, et
- un nombre de clients réduit avec des contrats long terme, souvent de taille importante.

Avec une capacité actuelle de traitement correspondant à une production électrique de 450 TWh/an (soit 1 700 tonnes de combustible irradié par an), l'usine AREVA NC de La Hague est la plus grande installation de traitement du combustible usé au monde. La part de marché du groupe AREVA représente les deux tiers du marché mondial. Cette capacité installée et l'expérience accumulée par AREVA font du Groupe le numéro un mondial du traitement. Il est suivi du britannique BNFL et du russe FAAE (Rosatom).

Capacités mondiales de traitement et production en 2005

	Capacité Installée		Production 2005		Production cumulée	
	(tMLi/an)*	TWh**	(tMLi/an)	TWh	(tMLi/an)	TWh
La Hague (France)	1 700	450	1 100	360	~21 000	~ 5 400
Sellafield (Royaume-Uni)	900	250	150		4 000	
Tcheliabinsk (Russie)	400	100	150	NC	3 900	
Sous-total en 2005	**3 000**	**800**	**1 400**	**-**	**~29 000**	**~ 7 600**
Rokkasho-Mura (Japon) à partir de 2007	800	200	0	0	0	0
Total à partir de 2007	**3 800**	**1 000**	**-**	**-**	**-**	**-**

** tMLi/an = tonne de Métal lourd irradié/an.*
*** TWh = 10^9 KWh.*

Sources : AREVA, World Nuclear Association, AIEA, BNFL, JNFL.

En 2005, il a été produit dans le monde environ 185 tonnes de MOX contenant 12 tonnes de plutonium. La capacité mondiale nominale de production de MOX est actuellement de l'ordre de 300 tonnes de métal lourd par an, en utilisant 20 tonnes de plutonium.

Capacités mondiales de recyclage et production 2005

(en tonnes/an)	Capacité Installée	Production 2004	Production 2005	Production cumulée
AREVA-Cadarache (France)	arrêtée	2[a]	2[e]	347
AREVA-MELOX[b] (France)	145 t	122	145	1 030
Belgonucléaire-Dessel (Belgique)	40 t	38	35	645
BNFL/Sellafield Royaume-Uni	120 t	2[c]	2[c]	22 [c]
Total en 2005	**305 t**	**164**	**184 t**	**2 044**
J-MOX (Japon)	100 t/an[d]	-	-	-
Total	**405 t**	**-**	**-**	**-**

(a) Production de démonstration dans le cadre de l'opération de fabrication de quatre assemblages de combustibles MOX pour les États-Unis.
(b) Usine MELOX : capacité nominale de 195 tML, mais capacité autorisée de 145 tML par an depuis septembre 2003.
(c) Estimation AREVA.
(d) Usine en projet.
(e) Production commerciale arrêtée en juillet 2003. 2005 : production de rebuts.

Source : AREVA.

Avec une autorisation actuelle de recyclage de 145 tonnes de métal lourd par an, l'usine MELOX est la plus grande installation de production de combustible MOX au monde. AREVA occupe une part de marché mondial d'environ 90 %, dont environ 20 % sont sous-traités en production à Belgonucléaire.

4.6.1.5. Relations clients/fournisseurs

Clients

Les électriciens sont les principaux clients des Business Unit *Traitement et Recyclage*, en particulier dans les pays suivants : France (EDF), Allemagne, Japon, Suisse, Belgique, Grande-Bretagne, Pays-Bas. EDF est le client le plus important en volume de la Business Unit. Pour ces clients, les Business Unit *Traitement et Recyclage* offrent, avec d'autres Business Units du Groupe (Business Unit *Logistique*, Business Unit *Chimie*), des services d'offres intégrées qui couvrent les activités transport, traitement, conversion uranium et fabrication de combustible MOX.

Par ailleurs, les États-Unis, le Japon et la Russie font également appel aux technologies des Business Unit *Traitement et Recyclage*, notamment dans le cadre de projets de constructions d'usines de traitement ou de fabrication de combustibles.

Fournisseurs

Un grand nombre de fournisseurs interviennent sur les sites industriels de AREVA NC de La Hague et de MELOX sur des activités jugées non stratégiques par le groupe AREVA. Ces sociétés font l'objet d'un processus de sélection très rigoureux, et sont très encadrées en particulier dans les domaines d'expertise technique et d'exigence sur les aspects santé, sécurité, sûreté et environnement.

4.6.1.6. Activité et faits marquants

Traitement

EDF et AREVA ont poursuivi leur travail de négociation et de mise en place d'accords de long terme pour l'aval du cycle : d'une part sur la reprise et le conditionnement des déchets anciens, la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement des usines de La Hague contre versement d'une soulte libératoire. D'autre part, pour faire suite au contrat signé, en cours d'exécution, relatif aux activités de transport, traitement et conditionnement des combustibles usés et à la fabrication de combustibles MOX, EDF et AREVA négocient les conditions d'une prolongation sur le long terme des activités de traitement - recyclage des combustibles usés EDF.

La responsabilité financière de telles opérations reste confiée à AREVA NC en sa qualité d'opérateur industriel qui en a la maîtrise technique.

L'usine de La Hague a connu une année conforme aux prévisions avec une légère augmentation de la production à 1 113 tonnes. Cette bonne situation s'est confirmée avec l'augmentation du nombre de retours de colis de déchets vers l'étranger et par le bon fonctionnement général des ateliers de fabrications : cisaillage, vitrification. L'année 2005 a vu également la 3 000e réception d'emballage EDF à La Hague, ce qui a représenté au total plus de 18 000 tonnes.

Le Japon, tout comme la France, a choisi la technologie du traitement-recyclage des combustibles nucléaires usés. À la suite d'un contrat de transfert de technologie signé en 1987 avec AREVA NC, une usine de traitement a été construite par la société japonaise JNFL sur le site de Rokkasho-Mura (Nord du Japon) sur le modèle d'une des deux usines d'AREVA NC La Hague (UP3). Ce transfert de technologie a impliqué notamment la formation d'une centaine de Japonais sur l'usine de La Hague et la présence de plus d'une quarantaine d'expatriés français sur le site de Rokkasho au Japon. En décembre 2005, JNFL et AREVA ont signé un accord pour la poursuite du contrat d'assistance technique au démarrage de l'usine de traitement de Rokkasho-Mura, assistance prévue jusqu'à sa mise en exploitation commerciale mi-2007. Cette assistance a été marquée cette année par le déroulement, sans problème majeur, des tests en uranium de l'usine.

AREVA a également signé avec BNFL (British Nuclear Fuel Limited) un contrat d'assistance portant sur l'amélioration des performances de l'atelier de vitrification de l'usine de Sellafield. Aux termes de ce contrat, AREVA s'engage sur les quatre prochaines années à assurer les prestations suivantes :

- fourniture des équipements liés au procédé de vitrification ;
- transfert de savoir-faire et de connaissance des méthodes de conduite avec accueil à l'usine de La Hague du personnel de BNFL ;
- assistance sur le site de Sellafield pour accompagner la mise en œuvre des équipements ;
- assistance technique complémentaire depuis la France de type "Help-line".

Au niveau international, AREVA a répondu à un appel d'offres SOGIN (Italie) pour le traitement de combustibles usés entreposés aux pieds de deux réacteurs.

Sous l'égide des autorités de tutelle, le CEA et AREVA ont décidé de simplifier leurs relations industrielles sur les sites où ils ont des engagements partagés, notamment La Hague, Marcoule, Cadarache et Pierrelatte. En ce qui concerne Marcoule, il a été décidé de :

- dissoudre le GIE Codem qui était chargé de décider, financer et contrôler les opérations de Mise à l'Arrêt Définitif, Démantèlement et Reprise et Conditionnement des Déchets du site,
- transférer la propriété et le statut d'exploitant nucléaire du site de AREVA NC au CEA,

- transférer l'engagement de démantèlement au CEA contre le versement d'une soulte libératoire (427 millions d'euros), versée au CEA par AREVA, pour moitié fin 2004 et pour moitié début 2005,
- transférer au titre des supports du site environ 300 personnes de AREVA NC au CEA,
- confier à AREVA NC en tant que partenaire industriel de référence du CEA, la maîtrise d'œuvre et la réalisation des opérations d'assainissement dans le cadre d'un accord pluriannuel 2005/2010 actuellement en cours de négociation.

Sur l'établissement de La Hague, le professionnalisme et la mobilisation des équipes, aussi bien sur le plan environnemental que dans l'innovation technologique, ont été reconnus avec le prix "Nuclear Historic Landmark" décerné par l'American Nuclear Society au site de La Hague. Ce prix récompense l'usine de La Hague pour sa contribution au développement de l'énergie nucléaire dans le monde et pour l'ensemble des avancées technologiques réalisées sur le site.

Recyclage

MELOX S.A.

MELOX a confirmé en 2005 sa position de leader mondial sur le marché du MOX. En effet en 2005 la production de MOX à MELOX a été de 145 tonnes de métal lourd, pour un cumul de plus de 1 000 tonnes depuis le démarrage de l'usine. Cette performance accrue témoigne de la confiance accordée quotidiennement par les clients du Groupe pour la production de leurs assemblages.

L'établissement de Cadarache

L'établissement a également été autorisé en 2004 à fabriquer les crayons combustibles nécessaires à la fabrication de quatre assemblages précurseurs MOX pour les États-Unis dans le cadre du programme Eurofab. Les combustibles MOX fabriqués à partir de plutonium d'origine militaire américain servent à valider le comportement de ce combustible dans des centrales nucléaires aux États-Unis. La fabrication a commencé au second semestre 2004, dès l'arrivée du plutonium américain (140 kilos) à Cadarache. Les crayons ont été ensuite assemblés dans l'usine MELOX et retournés aux États-Unis fin mars 2005. Les assemblages ont été chargés en réacteur mi-2005 afin de produire de l'électricité.

Transfert de technologie

Le programme Eurofab d'une durée de quelques mois s'inscrit dans le cadre de l'engagement des États-Unis et de la Fédération de Russie pour la non-prolifération nucléaire. La technologie et les compétences développées par AREVA en matière de recyclage du plutonium et de fabrication MOX ont été retenues par les États-Unis et la Russie dans le cadre de leurs accords mutuels de désarmement, les deux pays ayant ainsi choisi de recycler, chacun sous forme de MOX, 34 tonnes de plutonium d'origine militaire déclarées en excès et d'utiliser ce combustible dans l'alimentation de réacteurs nucléaires civils. La construction d'une usine de fabrication de MOX dans chacun des pays est ainsi projetée. Ainsi, aux États-Unis, le gouvernement américain a décidé la construction en Caroline du Sud (Savannah River) d'une usine de fabrication de MOX à laquelle AREVA est associé au sein du consortium Duke-AREVA NC-Stone & Webster. En octobre 2005 s'est tenue la cérémonie de démarrage des travaux de préparation du site de l'usine MOX US à Savannah River. Le début de construction de cette usine est prévu en 2006.

4.6.1.7. Perspectives et axes de développement

Traitement

À moyen et long termes, les activités de traitement se poursuivront à l'usine de La Hague, qui traitera des combustibles usés en provenance de réacteurs d'EDF (correspondant à une production électrique de l'ordre de 850 tML jusqu'en 2007, soit 280 TWh/an, les négociations étant en cours pour la période post-2007) et de ses clients européens (Allemagne, Suisse, Pays-Bas etc.), soit une production annuelle totale moyenne de 1 100 tML de combustible traité (environ 360 TWh/an).

Le retour des résidus vitrifiés vers les clients étrangers se poursuit à un rythme soutenu. Avec le dixième retour de verre vers le Japon, les deux tiers des résidus vitrifiés ont déjà été acheminés.

Le contrat de formation des opérateurs japonais de l'usine de Rokkasho-Mura (JNFL) est arrivé à son terme en 2004. La coopération dans le cadre de l'accord actuel avec JNFL pour l'assistance au démarrage de l'usine va se poursuivre jusqu'au démarrage de l'exploitation commerciale de l'usine prévu en 2007. Une prolongation de cette collaboration de deux ans a été signée fin 2005.

Recyclage

Dans le domaine du recyclage, conformément aux accords signés, la production de combustible MOX pour EDF se situera à environ 100 tonnes de métal lourd par an jusqu'en 2006, puis augmentera au delà, EDF projetant de "moxer" de nouveaux réacteurs.

En 2006, la production de MELOX devrait s'établir à 145 tonnes de métal lourd pour EDF et les clients allemands ; puis, avec la reprise attendue du programme MOX japonais en 2008, elle devrait progresser sur les prochaines années jusqu'aux alentours de 195 tonnes de métal lourd si nécessaire, sous réserve de l'obtention du décret "195 t".

Les premières fabrications de combustible MOX pour les électriciens japonais ont été réalisées à MELOX en 1999. Les Japonais ont prévu d'alimenter 16 à 20 de leurs réacteurs avec du combustible MOX. Après une suspension des programmes japonais, les fabrications devraient reprendre.

Par ailleurs, les Business Units ont pour objectif de poursuivre les programmes de transfert de technologie aux États-Unis, en Russie et au Japon avec notamment la création d'une capacité de fabrication du MOX au Japon dans le cadre du projet JMOX.

4.6.2. BUSINESS UNIT LOGISTIQUE

4.6.2.1. Chiffres clés

(en millions d'euros, IFRS)	2005	2004
Chiffre d'affaires	181	222
Effectif en fin d'année	834 personnes	816 personnes

4.6.2.2. Métiers

La Business Unit *Logistique* a deux principaux métiers :

- la conception et la maîtrise d'œuvre de fabrication d'emballages et autres équipements spécialisés pour le transport et/ou l'entreposage de matières nucléaires de l'amont et de l'aval du cycle,
- l'organisation et la réalisation de transports de matières nucléaires et le cas échéant la gestion des parcs d'équipements associés.

4.6.2.3. Moyens industriels et humains

Compte tenu de la dimension internationale de l'activité, la Business Unit *Logistique* dispose d'implantations dans les trois grandes régions mondiales :

- en Europe, via notamment TN International et ses filiales, l'entité principale de la Business Unit, qui maîtrise l'ensemble des savoir-faire, possède un important parc d'emballages de transport et assure le transport,
- aux États-Unis, où sont installées deux filiales spécialisées dans la conception et la réalisation d'emballages et l'organisation de transports de matières nucléaires,
- au Japon, où elle est spécialisée en études d'ingénierie, en organisation de transports et en maintenance d'emballages sur les sites des centrales.

4.6.2.4. Marché et positionnement concurrentiel

L'activité de transport de matières nucléaires et de conception d'emballages de transport ou d'entreposage de matières nucléaires est marquée par :

- la diversité et la multiplicité des matières concernées,
- la dimension internationale du marché,
- l'existence d'un cadre réglementaire strict, évolutif, décliné de façon spécifique à chaque mode de transport utilisé et différent selon les pays,
- l'acceptation par le public.

Les ventes de la Business Unit en 2005 se répartissent de la façon suivante : environ 27 % en Amérique du Nord, 36 % en France, 13 % en Asie, 11 % en Allemagne (où le transport de combustible usé a cessé en juin 2005) et 12 % dans le reste de l'Europe.

Le marché sur lequel opère la Business Unit *Logistique* est essentiellement axé sur les besoins des électriciens exploitant les réacteurs nucléaires et sur ceux des industriels du secteur (mines, enrichissement, etc.). Il comprend également, pour une plus faible part, les besoins spécifiques des centres d'études nucléaires et des réacteurs de recherche.

La nature et le volume des matières transportées, ainsi que les besoins en capacités d'entreposage, varient dans les différents pays selon la puissance électronucléaire installée, les installations du cycle disponibles et l'option de fin de cycle choisie par les électriciens :

- En Europe, outre EDF en France, la plupart des électriciens nucléaires européens font appel aux services de la Business Unit *Logistique* pour le transport de leurs matières nucléaires (de l'uranium aux déchets ultimes). Les choix politiques relatifs à la fin de cycle (cycle ouvert ou en attente de solution) entraînent l'émergence d'un marché important de l'entreposage de combustibles usés. La Business Unit *Logistique* y est bien implantée en particulier en Belgique, Suisse et Allemagne.
- Aux États-Unis, à ce jour, les électriciens américains ne recyclent pas les combustibles usés sortant des centrales. Le gouvernement s'était engagé à les prendre en charge, dès 1998, dans un stockage définitif. La date de mise en service n'est pas fixée. Dans cette attente, les électriciens ont des besoins croissants de capacités d'entreposage à sec sur les sites de leurs centrales électriques et les entités de la Business Unit *Logistique* aux États-Unis occupent une place de leader sur ce marché. À terme, la disponibilité du site de stockage définitif déclenchera l'émergence d'un marché important pour acheminer le combustible usé vers ce dernier.

- En Asie, le Groupe est principalement présent au Japon qui, ayant opté pour le traitement-recyclage de son combustible usé, utilise aujourd'hui les capacités françaises et britanniques dans ce domaine. Il fait transporter entre l'Europe et le Japon ses combustibles de recyclage MOX et les résidus vitrifiés.

La Business Unit *Logistique* est le premier acteur mondial dans ses deux métiers et le seul acteur industriel intervenant au niveau international à tous les stades du cycle nucléaire. Les principaux concurrents recensés sur les différents segments de marchés (transports, commissionnement, systèmes de transport, emballages et équipements, licensing) sont :

- en Europe : NCS, BNFL, RSB, GNS, NAC, Holtec,
- aux États-Unis : TLI, ELDOW, RSB, Holtec, NAC,
- en Asie : NFT, MHI, HZ, Mitsui, Hitachi, Toshiba, NAC, Holtec, GNS.

4.6.2.5. Relations clients/fournisseurs

Clients

Les clients de la Business Unit *Logistique* sont les opérateurs du nucléaire qui souhaitent disposer de solutions pour le transport de matières radioactives, tant dans l'amont que dans l'aval du cycle du combustible, mais également pour l'entreposage des matières.

TN international assure ainsi le transport des matières pour des clients européens (EDF, Synatom, GNS…), asiatiques (TEPCO, Kansaï…) ou américains (DOE).

NOK, BKW, KKG – entre autres – ont fait appel à TN international pour la fourniture d'emballages spécifiquement conçus pour l'entreposage des matières nucléaires.

Fournisseurs

Les achats de la Business Unit *Logistique* se répartissent principalement sur trois postes : fabrication des emballages, maintenance et réalisation des transports. Pour fabriquer des emballages, la Business Unit *Logistique* sélectionne des fournisseurs dans les métiers de la forge, du soudage et de l'usinage. La préoccupation majeure en 2005 a été de sécuriser les approvisionnements du fait d'une très forte demande et de capacités saturées.

4.6.2.6. Activité et faits marquants

Concernant le volume de transports, l'année 2005 est marquée par l'arrêt programmé des transports de combustibles usés en provenance d'Allemagne. Quant aux transports de résidus vitrifiés et de combustible MOX, ils se sont maintenus conformément aux prévisions.

La Business Unit a assuré en 2005, dans le cadre de l'opération Eurofab, un transport de combustibles MOX vers les États-Unis.

La Business Unit est également impliquée dans le contrat que le Groupe a signé avec Bechtel pour la réalisation des installations de surface sur le site d'entreposage de combustible usé de Yucca Mountain, le site de stockage définitif en construction aux États-Unis (cf. Business Unit *Ingénierie*).

L'année 2005 a vu également des succès commerciaux en se positionnant notamment sur des marchés comme l'Italie (fourniture d'emballages TN™24) et l'Arménie (fourniture de systèmes d'entreposage NuhomsR). Par ailleurs, la Business Unit a remporté certains contrats majeurs malgré un forte concurrence comme par exemple la fourniture d'emballages TN™24 à Synatom (Groupe Suez).

4.6.2.7. Perspectives et axes de développement

La Business Unit *Logistique* poursuit deux objectifs majeurs :

- être un acteur mondial couvrant les trois principaux marchés de son secteur (Europe, Amérique du Nord et Extrême-Orient),
- renforcer son leadership mondial sur les métiers du transport et de l'entreposage, dans l'amont comme dans l'aval du cycle du combustible.

Cela se traduit, en Europe, par une volonté de consolider sa position forte sur le marché de l'entreposage et de développer son offre pour les transports amont (d'UF_6 et de combustibles) et réacteurs de recherche.

En Amérique du Nord, la Business Unit entend conserver le leadership sur l'entreposage et être présente sur les futurs transports vers Yucca Mountain.

En Asie, les objectifs sont de conquérir des parts de marché sur l'entreposage et de se déployer sur le marché des transports intercontinentaux amont.

4.6.3. BUSINESS UNIT ASSAINISSEMENT

4.6.3.1. Chiffres clés

(en millions d'euros, IFRS)	2005	2004
Chiffre d'affaires	119	110
Effectif en fin d'année	2 613 personnes	2 750 personnes

4.6.3.2. Métiers

La Business Unit fournit aux exploitants des installations nucléaires des offres globales de services dans les domaines suivants :

- conduite par délégation de l'exploitant nucléaire, d'installations de la filière de traitement des déchets nucléaires (en particulier de faible et moyenne activité) ;
- conduite, en coopération avec les autres Business Units d'AREVA, des opérations d'assainissement et de démantèlement des installations à l'arrêt ;
- gestion et réalisation des opérations de logistique des chantiers ou des opérations de support sur les sites ou les installations nucléaires pour permettre aux intervenants de réaliser leurs prestations dans le respect des règles de sécurité, de sûreté, de radioprotection et d'efficacité opérationnelle applicables ;
- réalisation des opérations de maintenances spécialisées, d'interventions mécaniques, de manutention sur des équipements ou des installations nucléaires, d'assainissement radioactif ;
- conseil aux exploitants nucléaires ou aux maîtres d'œuvre dans le choix des solutions opérationnelles d'interventions et d'exploitation, conception et conduite des opérations innovantes ;
- réalisation de services de radioprotection et de mesures nucléaires ;
- formation aux métiers de l'intervention en milieu nucléaire et assistance auprès des intervenants dans la gestion de leurs compétences.

La Business Unit *Assainissement* intervient principalement en France, aussi bien pour le compte d'EDF que pour le compte des industriels du cycle comme AREVA NC, Socodei, l'Andra et le CEA.

4.6.3.3. Moyens industriels et humains

Les prestations de la Business Unit sont réalisées en majeure partie grâce à ses moyens humains déployés sur le plan national, chez ses clients. Elle assure des prestations sur la quasi-totalité des sites nucléaires français.

L'investissement en formation de la Business Unit se maintient à un niveau élevé, il représente en moyenne 32 heures par salarié et par an. En outre depuis 2004, les programmes de formations qualifiantes dans les métiers du démantèlement et de la logistique nucléaire ont été mis en place. Ils conduisent à la délivrance de certificats de qualification professionnelle délivrés par la Métallurgie.

La Business Unit *Assainissement* maîtrise la grande majorité des techniques adaptées au traitement des déchets et effluents de faible et moyenne activité, à la réduction de leur volume et à leur conditionnement de manière sûre. Elle a notamment breveté deux procédés de décontamination du plomb et du mercure. Sa capacité d'innovation et son expérience lui permettent d'apporter des solutions opérationnelles à ses clients, au meilleur coût.

Par ailleurs, la Business Unit exploite une Installation Classée pour la Protection de l'Environnement (ICPE-Triade) qui assure la maintenance de machines ou de matériels utilisés en zone contrôlée, la requalification d'équipements et le traitement de déchets de faible activité pour son propre compte et pour le compte de clients. Elle met également à la disposition de ses clients des locaux, afin de leur permettre de maintenir leurs matériels dans un environnement sécurisé.

4.6.3.4. Marché et positionnement concurrentiel

Le marché couvert par la Business Unit *Assainissement* est presque exclusivement français (moins de 2 % à l'export). Il représente près de 500 millions d'euros par an.

La Business Unit *Assainissement* est leader en France, avec environ 30 % de parts de marché. Le principal concurrent est le groupe Onet, suivi par les branches nucléaires des groupes Suez, Bouygues et Vinci, plus centrés sur les activités liées à la réalisation des opérations de démantèlement.

Le niveau élevé de la concurrence et la forte pression sur les prix ont conduit la Business Unit *Assainissement* à revoir son positionnement commercial pour évoluer vers des prestations globales à forte valeur ajoutée qui capitalisent sur l'expérience et les compétences de ses sept sociétés.

4.6.3.5. Relations clients/fournisseurs

Clients

La Business Unit *Assainissement* se positionne en priorité sur les marchés lui permettant de rester l'acteur de référence pour ses clients, tant en interne du Groupe qu'à l'externe. La relation avec les clients évolue vers des contrats long terme (trois à six ans). Les clients de la Business Unit *Assainissement* sont pour l'essentiel les exploitants des installations nucléaires :

- EDF reste le premier client de la Business Unit. Les contrats peuvent être, soit pluriannuels soit à plus court terme pour les offres élaborées par les lignes de produits "Maintenance Spécialisée" et "Multiservices".
- Les autres clients importants sont le groupe AREVA (client interne), le CEA (14 % du chiffre d'affaires), Socodei, l'Andra.

Fournisseurs

Dans le cadre de ses activités "services", la Business Unit compte dans ses principaux fournisseurs des entreprises de maintenance (Endel), de levage (Fenwick, Manutention), ainsi que des spécialistes dans d'autres domaines d'activités (Lahyer, OMS, Aris) qui sont aussi partenaires de la Business Unit dans la réalisation de ses prestations globales.

4.6.3.6. Activité et faits marquants

La Business Unit *Assainissement* a mis en place en 2005 une offre globale en six lignes de produits dédiées aux clients exploitants nucléaires. Grâce à cet enrichissement de l'offre, un premier contrat de plus de 60 millions d'euros de "Prestations Globales d'Assistance Chantier" (PGAC), a été remporté auprès d'EDF. Ainsi, à compter de janvier 2006 les prestations de logistique du site de Paluel d'EDF ont été placées sous la responsabilité de la Business Unit *Assainissement* pour les quatre années à venir avec une possible prolongation de deux ans.

D'autres contrats en tant qu'opérateur industriel d'installations de traitement de déchets nucléaires ont été renouvelés, tel le contrat d'exploitation de l'installation ICPE de Cadarache pour les années 2005-2008.

Par ailleurs, de nombreuses offres d'études et de conduite d'opérations d'assainissement et de démantèlement ont été remises en 2005, portant notamment sur l'évacuation de déchets pour le compte d'EDF ou le démantèlement de parties de sites pour le compte du CEA.

4.6.3.7. Perspectives et axes de développement

Depuis 2004, le marché de la Business Unit est en croissance (+ 5 % à + 8 % par an). Cette évolution favorable est liée aux annonces faites par les clients (EDF, CEA, AREVA) de nouveaux besoins et d'une montée en puissance du démantèlement pour les cinq années à venir.

Un axe majeur de développement porte sur un positionnement d'opérateur industriel d'installations de traitement des déchets de faible activité. Par ailleurs, l'engagement progressif d'EDF dans les Prestations Globales d'Assistance Chantier (PGAC) ouvre de nouvelles perspectives sur des marchés à forte valeur ajoutée technique et organisationnelle.

L'action commerciale de la Business Unit *Assainissement* sera renforcée pour faire connaître sa nouvelle offre en lignes de produits lui permettant notamment de mieux accompagner ses clients dans leur démarche d'externalisation.

4.6.4. BUSINESS UNIT INGÉNIERIE

4.6.4.1. Chiffres clés

(en millions d'euros, IFRS)	2005	2004
Chiffre d'affaires	69	73
Effectif en fin d'année	1 133 personnes	922 personnes

4.6.4.2. Métiers

L'offre de la Business Unit *Ingénierie* s'appuie sur la complémentarité des métiers de SGN et de Mécachimie :

- SGN, spécialiste en ingénierie du cycle du combustible nucléaire ;
- Mécachimie, ensemblier intégrateur de systèmes mécaniques.

La Business Unit *Ingénierie* apporte aux opérateurs nucléaires mondiaux les services nécessaires d'une part à l'étude et à la réalisation de nouveaux ateliers et d'autre part aux modifications et optimisations des installations existantes. Elle apporte également les compétences requises en support d'exploitation comme les études de sûreté, les calculs ou la maintenance des équipements.

Essentiellement dédiée aux domaines de l'amont et de l'aval du cycle du combustible nucléaire, l'ingénierie intervient dans toutes les phases de vie des installations :

- mise au point du procédé ;
- conception de l'installation et des équipements spécifiques ;
- réalisation (gestion de projet, approvisionnements, construction, essais et mise en service) ;
- support à l'exploitation ;
- programmes de démantèlement de sites et d'installations.

Les compétences acquises et les procédés développés depuis bientôt 50 ans dans les installations du cycle font de la Business Unit *Ingénierie* un partenaire à forte valeur ajoutée pour ses clients qui bénéficient d'un retour d'expérience unique.

À partir de ses implantations opérationnelles françaises et américaines, la Business Unit *Ingénierie* développe ses activités dans tous les pays où le nucléaire est source d'énergie. La Business Unit *Ingénierie* est partenaire des exploitants d'installations nucléaires industrielles, de manière directe ou indirecte, en France et à l'étranger. En 2005, elle a réalisé 70 % de ses ventes aux États-Unis et environ 10 % en France.

4.6.4.3. Moyens industriels et humains

La Business Unit réunit des équipes :

- de réalisation de prestations d'ingénierie, (bureau d'études, approvisionnements, suivi de construction, essais…) ;
- de fabrication et de montage dans les activités d'ensemblier intégrateur ;
- de construction et d'essais sur les chantiers (notamment au Japon à Rokkasho-Mura).

Elle dispose par ailleurs d'un centre de développement, situé dans la Manche. Enfin, la Business Unit *Ingénierie* est présente aux États-Unis au sein de AREVA NC, Inc /Engineering & Technology.

En France, les équipes de la Business Unit sont réparties sur trois implantations régionales : à Saint-Quentin en Yvelines, dans le Nord-Ouest à proximité de l'usine de La Hague, et dans le Sud-Est à proximité des sites de Marcoule et de Pierrelatte.

4.6.4.4. Marché et positionnement concurrentiel

La Business Unit *Ingénierie* se positionne comme l'un des acteurs majeurs de l'ingénierie du cycle du combustible nucléaire au niveau international. Ce marché est très concurrentiel et diversifié selon les zones géographiques et les secteurs du cycle du combustible : amont avec la chimie et l'enrichissement de l'uranium, aval avec le traitement-recyclage, le démantèlement d'installations et la gestion des déchets. La Business Unit occupe une place de leader mondial dans les domaines de la défluoration de l'uranium (amont du cycle) et du traitement-recyclage (aval du cycle).

Le redémarrage de l'industrie nucléaire dans le monde amène une augmentation importante des prestations d'ingénierie grâce au lancement de nouvelles études comme de nouveaux investissements, notamment dans l'amont du cycle (réalisation de l'usine d'enrichissement Georges Besse II, usine de défluoration en Russie). L'aval du cycle est principalement consolidé par les activités d'optimisation et de pérennisation des usines existantes (support à l'activité de vitrification de l'usine de Sellafield de Bristish Nuclear Group – BNG) ainsi que par celles de démantèlement et de gestion des déchets.

4.6.4.5. Relations clients/fournisseurs

Clients

En France, les principaux clients de la Business Unit *Ingénierie* sont :

- AREVA NC et plus précisément les sites de La Hague, Marcoule, Pierrelatte et Cadarache : la Business Unit *Ingénierie* développe des services de proximité pour l'exploitant nucléaire de ces sites et participe à tous les investissements nécessaires à l'amélioration des outils de production,
- le CEA et EDF pour les programmes de démantèlement et traitement-reprise d'effluents et de déchets et l'ANDRA pour des études portant sur la gestion des déchets.

À l'international, les principaux clients sont :

- aux États-Unis, le DOE pour le MOX et la gestion des déchets,
- au Canada, AECL pour les projets de gestion des combustibles et des déchets,
- en Grande-Bretagne, la Nuclear Decommissioning Agency.

Fournisseurs

La Business Unit *Ingénierie* privilégie les synergies avec les entreprises du Groupe (Euriware, Canberra, Mecagest, STMI…) pour les achats en ordre et pour le compte de ses clients ou pour ses propres achats. Hors groupe, elle applique les directives du Groupe pour la sélection de ses fournisseurs. En France, elle s'adresse à un panel établi pour chaque spécialité et audité périodiquement. À l'international, en fonction des projets, elle se livre à des enquêtes locales de façon à sélectionner ses fournisseurs potentiels.

4.6.4.6. Activité et faits marquants

La Business Unit *Ingénierie* apporte son expertise aux autres Business Units du Groupe dans le cadre de contrats de transfert de technologie à l'international (Europe, Asie ou Amérique du Nord). Dans ce cadre, l'année 2005 a été marquée par la contractualisation et le lancement des grands projets suivants :

Asie

Corée du Sud : réalisation d'études de conception d'une installation de vitrification et ses systèmes associés pour le traitement des déchets radioactifs issus de centrales nucléaires coréennes. Un contrat portant sur la fourniture des principaux équipements a été signé à la fin 2005.

Japon : signature d'un avenant prolongeant les prestations d'assistance à la construction et au démarrage de l'usine de Rokkasho-Mura en 2006 et 2007.

Europe

Russie : en liaison avec la Business Unit *Chimie*, dans le cadre de la construction d'une usine de défluoration de l'uranium appauvri, la Business Unit *Ingénierie* a signé un contrat couvrant les études d'avant-projet, la fourniture des équipements de procédé, la supervision du montage et les essais.

Royaume-Uni : la Business Unit *Ingénierie* est associée à la Business Unit *Traitement* pour la fourniture d'équipements de vitrification, les essais et la formation de personnel de l'usine de British Nuclear Group (BNG) à Sellafield.

France : lancement du projet de réalisation de l'usine Georges Besse II, à Pierrelatte. La Business Unit *Ingénierie* est responsable de la maîtrise d'œuvre du projet de construction de l'usine, chantier qui devrait se dérouler sur une période de l'ordre de 10 ans.

Amériques

Aux États-Unis, la Business Unit poursuit des études pour le lancement de la construction de la future usine américaine de fabrication de combustibles MOX qui permettra le recyclage du plutonium d'origine militaire.

4.6.4.7. Perspectives et axes de developpement

Le plan de charge de la Business Unit s'annonce en hausse pour l'année 2006 et les suivantes. Plusieurs éléments offrent des perspectives favorables à la Business Unit :

- continuité dans l'appui aux exploitants du Groupe pour la pérennisation et l'optimisation des outils industriels ;
- fort développement des activités pour l'amont du cycle du combustible nucléaire en France (usine Georges Besse II, "revamping" des installations de la Business Unit *Chimie*) ;
- poursuite des activités à l'international, en accompagnement d'AREVA NC, et évolution de la politique américaine dans le domaine nucléaire ;
- montée en puissance des programmes de démantèlement et de reprise et conditionnement des déchets.

4.7. Pôle Transmission & Distribution

CHIFFRES CLÉS

L'acquisition du Pôle Transmission & Distribution est effective depuis le 9 janvier 2004.

(en millions d'euros, IFRS)	**2005**(2)	**2004**(1)
Chiffre d'affaires	3 212	3 186
Résultat opérationnel courant	103	39
Résultat opérationnel	(61)	(103)
Effectif en fin d'année	22 094 personnes	21 816 personnes

(1) Périmètre n'incluant pas l'Inde ni le Pakistan.

(2) Périmètre : intégration de l'Inde et du Pakistan à partir d'août. Cession des activités de service d'Australie et Nouvelle-Zélande en avril et de l'activité basse tension EBT en décembre.

Répartition du chiffre d'affaires 2005 par Business Unit(3) et par zone géographique

(3) Les ventes des Business Units Produits, Services et Automation réalisées au travers de la Business Unit Systèmes sont comptabilisées dans cette Business Unit.

PRÉSENTATION GÉNÉRALE

Le Pôle Transmission & Distribution, qui représente 32 % du chiffre d'affaires d'AREVA en 2005, produit, installe et maintient des équipements et des systèmes pour les marchés de la moyenne et haute-tension. Ses produits sont utilisés pour transmettre et distribuer l'électricité depuis sa génération jusqu'à l'utilisateur final. Ils permettent de garantir la fiabilité, la qualité et la sécurité de la distribution d'électricité ainsi que d'exploiter efficacement les réseaux grâce à la gestion de l'information en temps réel. Les services qui y sont associés permettent de fournir une ressource de haute qualité afin d'accompagner les produits et systèmes vendus durant leur cycle de vie complet.

Les activités de ce Pôle sont organisées en quatre Business Units :

- la Business Unit *Produits* conçoit et fabrique des produits en haute et moyenne tension,
- la Business Unit *Systèmes* fournit des projets clés en main pour la transmission et la distribution,
- la Business Unit *Automation* produit et installe toutes les solutions de pilotage en temps réel des réseaux électriques,
- la Business Unit *Services* assure les prestations de service de maintenance.

Le Pôle Transmission & Distribution est numéro trois mondial sur ses marchés, en termes de chiffre d'affaires pour l'année 2005, une position fondée sur un savoir-faire reconnu et renforcée par un adossement au groupe AREVA. Le Pôle Transmission & Distribution fait partie des trois seuls acteurs mondiaux dit globaux, à savoir couvrant à la fois d'un point de vue technique l'ensemble de l'offre pour la haute et moyenne tension (au travers de 16 lignes de produits réparties à l'intérieur des 4 Business Units) et couvrant l'ensemble des géographies mondiales.

Présentation des Business Units et des lignes de produit

Source : AREVA.

STRATÉGIE ET PERSPECTIVES

Le Pôle Transmission & Distribution possède les technologies et les compétences clés sur son marché pour consolider sa position et profiter d'opportunités de croissance. Il possède une solide base industrielle et une expertise reconnue par ses clients. Il est présent sur des marchés caractérisés par des besoins croissants, dont :

- le développement soutenu des réseaux dans les pays émergents (Chine, Inde, Moyen-Orient),
- les investissements dans les réseaux existant au sein des pays développés (Europe, États-Unis),
- l'interconnexion et gestion des réseaux du fait de l'impact de la déréglementation.

La stratégie du Pôle Transmission & Distribution se décline en trois axes principaux :

- **Poursuivre la mise en œuvre du plan d'optimisation 2004-2007**

  Ce plan qui doit permettre à T&D de replacer sa rentabilité au niveau de ses principaux concurrents, a porté ses premiers fruits en 2005. Les gains obtenus sont en ligne avec les estimations initiales et l'objectif d'économie à l'horizon 2007 est confirmé. Ce plan porte sur quatre principaux leviers :

  – Achats (environ 30 % des économies attendues) : le Pôle vise à mettre en place des processus optimisés à l'échelle mondiale et a défini dès 2004 une politique commune globale.

  – Amélioration des processus (environ 30 % des économies attendues) : ceci vise principalement l'amélioration des systèmes de sélection des offres, le renforcement des processus de contrôle des projets mais également une meilleure utilisation des capacités industrielles.

  – Redéploiement de l'outil industriel (environ 25 % des économies attendues) : l'évolution des marchés a conduit le Pôle à reconfigurer sa présence industrielle afin d'aligner ses capacités sur ses marchés et d'améliorer durablement son efficacité industrielle. Plusieurs des principales unités européennes (France, Allemagne, Angleterre) ont été réorganisées et recentrées sur leurs métiers, avec les investissements nécessaires pour assurer leur pérennité et en faire des centres d'excellence. Certaines activités, pour lesquelles il était difficile de rétablir une situation profitable, ont été arrêtées. Ces mesures ont été mises en œuvre avec le souci de trouver des solutions de reclassement pour tous les salariés concernés, en priorité dans le Groupe, et ceci dans le cadre d'une approche négociée avec les partenaires sociaux.

  – Optimisation du portefeuille d'activité (environ 15 % des économies attendues) : le Pôle Transmission & Distribution a mené une revue systématique de l'ensemble du portefeuille conduisant à des choix de rationalisation de gamme aussi bien qu'au lancement de nouveaux produits en particulier en haute tension et en automation. Certaines activités ne faisant plus partie du cœur de métier tel que défini en 2004, ont été cédées.

- **Accélérer la croissance organique rentable**

  Le Pôle entend renforcer ses efforts commerciaux afin de capter une part importante des investissements qui devraient être réalisés dans les prochaines années dans ce secteur. Ceci passera par une augmentation de ses capacités de production dans les zones en forte croissance (Chine, Inde…) où des investissements importants ont déjà été décidés. Ainsi, plus de 200 millions d'euros seront investis en 2006 et 2007 dans de nouvelles usines dans les activités de haute et moyenne tension. Afin d'assurer un niveau de rentabilité croissant, cette hausse attendue des commandes implique une plus grande sélectivité dans les offres commerciales, une amélioration de la qualité de service au client et l'optimisation des coûts de structure.

- **Analyser les opportunités ciblées de croissance externe**

  Les résultats encourageant du plan actuel permettent au Pôle d'envisager dorénavant des acquisitions ciblées afin de renforcer sa présence sur certains segments du marché, notamment dans la haute tension et les systèmes d'automation, ainsi que sur certaines zones géographiques (Chine, Inde, Moyen-Orient…).

MARCHÉ ET POSITIONNEMENT CONCURRENTIEL

Segmentation du marché

AREVA estime que le marché mondial de Transmission & Distribution s'est élevé à 42 milliards d'euros en 2005, répartis comme suit, en segmentation par offre (en milliards d'euros par an) :

Produits	23
Systèmes (y compris 5 milliards d'euros de produits vendus en projets clés en main dans le cadre des Systèmes)	13
Services	7
Automation	4

Le marché de la Business Unit *Produits* représente plus de la moitié du marché de T&D. Il est en progression, tiré notamment par les appareillages de commutation en haute et en moyenne tension. Le marché des Systèmes bénéficie de la croissance des applications en électronique de puissance (liaisons haute-tension en courant continu, interconnexions). Le marché des Services est porté par la demande croissante de compléments à forte valeur ajoutée aux offres de la Business Unit *Produits* et de la Business Unit *Systèmes*.

La transmission d'électricité recouvre l'acheminement de l'électricité sur de longues distances au départ des centrales de production, à des tensions généralement comprises entre 52 kV et 800 kV. La quasi-totalité de la demande en transmission provient d'électriciens intégrés et des électriciens dédiés à la transmission. Certains grands industriels, grands consommateurs d'électricité (par exemple les producteurs d'aluminium) peuvent être connectés directement au réseau de transmission.

La distribution concerne la livraison (en moyenne tension entre 1 kV et 52 kV) aux réseaux de distribution locaux à basse tension. Les compagnies d'électricité, les industriels et le tertiaire sont les clients de ce marché. D'autres acteurs comme les intégrateurs et installateurs fournissent des systèmes moyenne tension sans maîtriser la fabrication des produits. La demande en Produits et Systèmes de distribution provient pour 45 % des électriciens et pour 55 % de l'industrie et du tertiaire.

Les clients

Le Pôle Transmission & Distribution sert environ 30 000 clients dans 160 pays à travers le monde. Le réseau commercial du Pôle Transmission & Distribution est représenté dans 100 pays et assure la continuité et la coordination de la relation commerciale sur la globalité de l'offre du Pôle en termes de systèmes, produits et services. La force de vente est organisée en 13 régions et comprend environ 1 200 collaborateurs organisés par pays.

Les clients du Pôle Transmission & Distribution peuvent être classés en 5 grandes catégories :

- les électriciens intégrés, gérant l'ensemble des processus liés à la production, la transmission et la distribution de l'électricité depuis la centrale jusqu'à l'utilisateur final.
- les entreprises de transmission, la dérégulation entraînant dans certains pays la séparation des activités de génération, de transmission et de distribution de l'électricité.
- les compagnies de distribution en charge de livrer l'énergie à l'utilisateur final et pouvant être privées ou être la propriété de collectivités locales (municipalités…).
- les grands industriels gros consommateurs d'électricité, faisant appel au savoir-faire du Pôle Transmission & Distribution pour l'alimentation de leurs sites (oil&gas, mining&metals…).
- les sociétés d'infrastructures, telles que des aéroports ou des sociétés propriétaires de réseaux ferroviaires, utilisant les compétences du Pôle Transmission & Distribution pour des projets clés en main d'électrification.

Les moteurs de la croissance

La croissance du marché du Pôle Transmission & Distribution se déploie autour de quelques relais majeurs :

- l'extension des réseaux électriques : des investissements significatifs seront nécessaires pour acheminer les quantités d'énergie de plus en plus importantes demandées par les consommateurs finaux, en particulier en Chine et en Inde en raison de la croissance économique et démographique.
- l'interconnexion : de grands projets d'infrastructure permettront d'assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement électrique entre zones de production et zones de consommation.

- la numérisation : l'automatisation croissante de la conduite des réseaux répond au développement des marchés de l'électricité, aux exigences de qualité et de fiabilité de la fourniture, et à l'intégration de la production électrique décentralisée (telles que les éoliennes ou la biomasse, par exemple).

- le remplacement : une part non négligeable des besoins d'investissement sur les réseaux électriques vise à pallier le vieillissement des infrastructures, notamment en Europe et aux États-Unis.

- la dérégulation : le développement des marchés concurrentiels stimule les investissements sur les réseaux électriques, dès lors qu'ils peuvent être couverts par des règles tarifaires suffisamment claires et stables (ce qui survient généralement après une période de transition).

- les renouvelables et les FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) : la volonté d'optimisation de la transmission, de la distribution et de la qualité de l'électricité fournie, soumet les réseaux électriques à des contraintes de plus en plus fortes, auxquelles répondent ces technologies spécifiques.

Ces facteurs se conjuguent pour conférer une assise solide, croissante et régulière au marché de Transmission & Distribution.

La tendance du marché

Au niveau mondial, la contribution de ces relais de croissance structurels à l'évolution future du marché de Transmission & Distribution semble en ligne avec les récentes performances enregistrées par ce marché. La conjonction d'un certain nombre de facteurs économiques, croissance soutenue en Chine et en Inde, augmentation du prix du baril partiellement anticipée, a entraîné une croissance du marché très supérieure aux attentes initiales pour 2004 et 2005. Les croissances observées en 2004 et 2005 ont été de l'ordre de 5 %. En 2006, la croissance de début d'année est en ligne avec la fin 2005. Si l'ensemble des facteurs économiques est maintenu, cette croissance en volume pourrait être conservée jusqu'en 2008.

Le marché de Transmission & Distribution est donc porteur avec néanmoins des ambitions fortes des principaux acteurs du secteur pesant sur les prix. Il est à noter que la hausse récente des matières premières, dont les effets ont été partiellement transférés aux clients, ont contribué à la hausse en valeur du marché de Transmission & Distribution.

Le marché de Transmission & Distribution est dominé par trois acteurs globaux, AREVA T&D, ABB et Siemens, qui détiennent environ 42% du marché mondial en 2005. Les autres concurrents ne disposent ni d'une offre complète, ni d'une dimension globale. Schneider Electric est présent sur la moyenne tension en complément de son activité dans la basse tension. Les acteurs japonais, coréens et chinois se focalisent sur certaines zones géographiques, tandis que les constructeurs américains se limitent à la moyenne tension aux normes ANSI. De nombreux acteurs locaux, notamment des intermédiaires comme les assembleurs de tableaux électriques ou les installateurs, sont présents sur le marché de la moyenne tension, ainsi que sur différentes niches (systèmes numériques, services, etc.).

Au niveau des zones géographiques, la plupart des opportunités se situeront en Asie et au Moyen-Orient :

- l'Europe représente 29 % du marché. Les besoins de renforcement et d'interconnexion des réseaux ainsi que le développement des énergies renouvelables sont particulièrement importants en Europe occidentale. En Europe centrale et en Russie, le potentiel du marché est important en raison du remplacement des équipements installés mais aussi en raison de la croissance économique vigoureuse dans la région.

- l'Amérique du Nord et du Sud représentent 21 % du marché. Aux États-Unis, l'Energy Bill signé en 2005 devrait favoriser d'importants investissements dans les réseaux électriques. Au Brésil, d'importants projets sont envisagés dans la génération et le Transmission & Distribution.

- l'Asie et le Pacifique représentent 35 % du marché. Le plus important potentiel de croissance, pour l'ensemble des segments du marché, se situe en Chine et en Inde.

- l'Afrique et le Moyen-Orient représentent 15 % du marché. Les grands projets de transmission (interconnexions) sont appelés à croître, relayant ainsi le fort niveau de demande en moyenne tension.

4.7.1. BUSINESS UNIT PRODUITS

4.7.1.1. Chiffres clés

(en millions d'euros, IFRS)	2005(2)	2004(1)
Chiffre d'affaires	1 368	1 234
Effectif en fin d'année	12 856 personnes	11 807 personnes

(1) Périmètre n'incluant pas l'Inde ni le Pakistan.

(2) Périmètre : intégration de l'Inde et du Pakistan à partir d'août. Cession des activités de service d'Australie et Nouvelle-Zélande en avril et de l'activité basse tension EBT en décembre.

4.7.1.2. Métiers

Au sein d'AREVA T&D, la Business Unit *Produits* a pour mission la conception, la vente, la fabrication, et l'installation d'une gamme complète de produits haute et moyenne tension destinés au réseau de transport et de distribution de l'électricité depuis la centrale de génération jusqu'à l'utilisateur final.

En général, l'électricité étant générée en moyenne tension (12 kV à 36 kV), il est nécessaire d'augmenter la tension afin de minimiser les pertes énergétiques au cours du transport sur de longues distances (132 kV à 800 kV). La tension est ensuite abaissée progressivement dans les réseaux de distribution au fur et à mesure que l'on se rapproche de l'utilisateur final. Les produits de la Business Unit *Produits* sont installés dans tous les nœuds du réseau et ont pour principales fonctions d'élever ou d'abaisser la tension, d'isoler ou de connecter des circuits, mais également de mesurer le courant ou la tension en temps réel.

La Business Unit fournit des équipements dédiés :

- à la transmission d'électricité haute tension (52 kV-800 kV) : appareillage conventionnel, postes blindés, transformateurs de mesure et transformateurs de puissance ;
- à la distribution primaire et secondaire moyenne tension (1 kV-52 kV) : sous-stations de transformation compactes, transformateurs de distribution, sectionneurs, disjoncteurs, cellules de démarrage moteur et parafoudres.

La Business Unit est organisée en 9 lignes de produits :

- Transformateur de puissance ;
- Transformateur de distribution ;
- Disjoncteur ;
- Disjoncteur de générateur ;
- GIS (Gaz Insulated Switchgear) ;
- Transformateurs de mesure ;
- Sectionneur ;
- Distribution primaire ;
- Distribution secondaire.

4.7.1.3. Moyens industriels et humains

En 2005, la Business Unit *Produits* a recentré ses activités en haute et moyenne tension autour de neuf lignes de produits, l'activité de basse tension ayant été cédée en fin d'année. La standardisation des gammes de produits et la rationalisation des processus industriels se sont poursuivies.

Les neuf lignes de produits développent leurs activités sur 55 sites dans le monde. Il s'agit :

- de grands sites de fabrication et d'assemblage suivant une logique globale à proximité des grands marchés de la transmission et de la distribution d'électricité,
- de sites plus petits dédiés à l'adaptation finale des produits en fonction des besoins des clients locaux.

Ces sites industriels sont répartis dans 26 pays, comme suit :

Répartition des sites industriels de la Business Unit Produits à fin 2005

L'organisation Produits compte environ 12 800 employés dans le monde dont 44 % en Europe. 55 % de la population sont des ouvriers et 45 % des ingénieurs et techniciens.

4.7.1.4. Marché et positionnement concurrentiel

La Business Unit *Produits* se focalise sur deux segments de marché :

- les utilités,
- l'industrie et le tertiaire.

4.7.1.5. Relations clients/fournisseurs

Clients

Se reporter à la rubrique client de la présentation générale de T&D au début de la section 4.7.

Fournisseurs

Le volume des achats de production représente plus de la moitié du chiffre d'affaires de la Business Unit *Produits*. Les achats sont identifiés comme un levier majeur du plan d'amélioration de la profitabilité et trois principaux leviers ont été retenus : la globalisation, le développement des approvisionnements dans les zones à bas coûts et l'implication de la fonction achats en amont des projets.

En 2005, une stratégie mondiale d'achat sur le périmètre T&D a été déployée et les accords de partenariat ont pratiquement doublé au cours de l'exercice. Tous ces accords sont répertoriés dans une application informatique afin de suivre la qualité du déploiement par unités au niveau de la Business Unit. Les structures d'achats décentralisées qui ont été mises en œuvre en 2004 dans certains pays à bas coûts (Inde, Chine, Turquie) sont maintenant stabilisées et totalement opérationnelles. En parallèle, les engagements de fournisseurs à réaliser des actions de développement durable ont été obtenus, et les actions identifiées ont été intégrées dans la démarche de progrès continu que nous menons avec nos plus importants fournisseurs.

Comme pour l'ensemble de l'industrie de l'énergie, l'année 2005 a été particulièrement difficile avec une forte augmentation des prix des matières premières, tout particulièrement celui de la tôle magnétique, du cuivre ou de l'huile. Une forte réactivité a permis de sécuriser des besoins croissants, bien que certains de ces marchés soient sous allocation, et surtout d'intégrer ces augmentations dans les offres remises aux clients. Les volumes de 2006 sont contractuellement sécurisés, y compris sur le gaz SF_6 ou la tôle magnétique qui font l'objet d'une pénurie mondiale, et une politique de couverture sur le cuivre et l'aluminium a été déployée.

La dépendance de la Business Unit vis-à-vis de certains fournisseurs clés a diminué en 2005 à la suite du développement de multiples sources, plus particulièrement à l'international.

4.7.1.6. Activité et faits marquants

Acquisitions

AREVA T&D a acquis en 2005 les activités indiennes d'Alstom, ce qui permet à AREVA T&D de bénéficier d'une position forte dans ces deux pays. La Business Unit *Produits* se voit renforcée en Inde et intègre désormais 6 nouveaux sites : Naïni (transformateurs de puissance, distribution primaire et secondaire), Taratala (distribution primaire), Salt Lake (distribution primaire), Pondichéry (parafoudres), Chennai (disjoncteurs de haute tension), Bangalore (transformateurs de mesure de haute tension).

Investissements et réorganisations industrielles

Dans le cadre du plan d'optimisation 2004-2007 visant à redimensionner et concentrer les activités d'AREVA T&D sur ses marchés stratégiques, il a été décidé en 2005 de :

- céder l'activité Basse Tension (la société EBT SA a ainsi été vendue fin 2005 à la société COMECA – leader français du domaine des tableaux basse tension),
- fermer le site d'Ulm en Allemagne,
- regrouper sur un même site de production plusieurs activités comme à Charleroi (États-Unis) ou à Tizayuca (Mexique).

Par ailleurs, pour les produits de moyenne tension, un des avantages concurrentiels de la Business Unit *Produits* réside dans la maîtrise des technologies de coupure et en particulier de celle des ampoules à vide. Afin de développer la maîtrise technologique de ce composant, il a été décidé, en 2005, de redéployer géographiquement les activités ampoules à vide. Ceci s'est traduit par une concentration des capacités en Europe dans l'usine de Lattes (France), une augmentation de la capacité de production en Inde (Salt Lake) et la construction d'une usine à Xiamen (Chine).

De plus, les sites de Gebze (Turquie), Aix-les-Bains (France) ou Chennai (Inde) ont fait l'objet d'investissements significatifs visant à augmenter leur capacité de production dans les transformateurs de puissance, produits de postes blindés pour faire face à la demande croissante.

Principaux contrats

L'activité commerciale a été soutenue en 2005 avec une croissance de 13,3 % des prises de commande à périmètre et taux de change comparables et avant élimination inter business units. Les succès commerciaux ont principalement concerné l'Asie, avec notamment deux contrats significatifs en Chine, le premier contrat GIS 550 kV réalisé en Chine d'une valeur de 10 millions d'euros pour la fourniture d'une sous-station à isolation gazeuse et de huit baies de type T155 et un contrat de 4 millions d'euros pour des disjoncteurs et des postes 500 kV GIS. On peut également noter des contrats en Indonésie et en Inde pour des appareils de haute et moyenne tension. Ces différents contrats témoignent de la capacité de la Business Unit à répondre aux besoins de ce marché en pleine expansion.

De plus, le contrat signé avec un ensemblier espagnol (Durofelguera) a permis d'apporter la première référence européenne à l'usine chinoise de Shanghai. Ce contrat portant sur des disjoncteurs de générateur et des transformateurs de puissance s'est élevé à 7,5 millions d'euros.

4.7.1.7. Perspectives et axes de développement

Dans les années à venir, alors que le marché devrait se stabiliser en Europe, une forte croissance est attendue en Asie et plus précisément en Chine et en Inde (notamment grâce à une hausse de la construction de réseaux de transport longue distance et une augmentation de la consommation d'électricité dans les zones urbaines).

En conséquence, la Business Unit *Produits* va accélérer le développement de ses capacités de production en Chine et en Inde afin de répondre à la demande et ainsi profiter pleinement de la croissance.

Les priorités stratégiques de la Business Unit s'articulent donc autour de trois axes majeurs :

- Recherche de partenariats commerciaux (OEM) dans les pays très vastes comme la Chine, ou ceux où la taille du marché ne justifie pas que nous ayons une présence industrielle locale (Égypte),
- Poursuite et amplification des actions de réduction de coût engagées dans le plan à trois ans,
- Maintien de l'effort de R&D en vue de disposer en permanence d'une offre de produits compétitifs répondant aux attentes des clients.

4.7.2. BUSINESS UNIT SYSTÈMES

4.7.2.1. Chiffres clés

(en millions d'euros, IFRS)	2005[2]	2004[1]
Chiffre d'affaires	1 020	1 047
Effectif en fin d'année	2 302 personnes	2 024 personnes

(1) Périmètre n'incluant pas l'Inde ni le Pakistan.

(2) Périmètre : intégration de l'Inde et du Pakistan à partir d'août. Cession des activités de service d'Australie et Nouvelle-Zélande en avril et de l'activité basse tension EBT en décembre.

4.7.2.2. Métiers

La Business Unit *Systèmes* conçoit des projets clés en main et des systèmes de gestion de réseaux pour le marché de la transmission et de la distribution électrique, de la génération à l'utilisateur final.

Les équipes de la Business Unit *Systèmes* intègrent les équipements de T&D (transformateurs, équipements de moyenne et haute tension, systèmes de protection et contrôle, télécommunication et services) grâce à leur compétence en ingénierie de sous-stations et leur savoir-faire en gestion de projets, afin d'offrir aux clients du Pôle Transmission & Distribution une solution spécifique à leur réseau électrique.

La Business Unit *Systèmes* fournit :

- Des sous-stations clés en main haute et moyenne tension,
- De l'électronique de puissance pour des sous-stations en courant continu et des systèmes permettant d'accroître la capacité et la qualité des réseaux existants (FACTS et HVDC) et la conversion d'énergie et l'électrolyse,
- Des projets d'énergie décentralisée incluant la connexion de parcs éoliens au réseau.

La maîtrise des technologies et de leurs applications, alliées à la compréhension des problématiques techniques et économiques de ses clients et l'établissement de partenariats avec les fournisseurs sont les facteurs clés de succès de la Business Unit *Systèmes*.

4.7.2.3. Moyens industriels et humains

La Business Unit est composée de 23 implantations basées en Europe, en Amérique, en Asie, en Australie, au Moyen-Orient et en Afrique. Les équipes locales sont constituées de plus de 1 000 ingénieurs dont deux tiers en gestion de projet. Ils apportent une bonne connaissance du marché et le niveau de compétence en ingénierie requis.

À Stafford (Royaume-Uni), la Business Unit dispose d'une installation d'essais Haute Tension pour l'électronique de puissance sur le site de Glover Street et disposera en 2006 d'une installation d'essais à Massy pour la conversion d'énergie et l'électrolyse.

4.7.2.4. Marché et positionnement concurrentiel

Le marché des systèmes a connu en 2005 une croissance moyenne de 7 %, avec comme principaux donneurs d'ordre des clients du Golfe, du Moyen-Orient, du Brésil, du Sud-Est asiatique, et de l'Inde. Dans ces régions à forte croissance économique, les clients souhaitent acheter des ensembles complets pour pallier le manque de ressources propres.

La demande de projet "clés en main" est croissante et en pleine évolution. Celle-ci se dessine chez certains des grands clients de la Business Unit pour élaborer ensemble des solutions permettant de réduire les coûts sur des projets complexes. Ce marché a été principalement porté par des projets utilisant des technologies à isolation gazeuse.

Les principaux concurrents de la Business Unit sont ABB et Siemens qui avec AREVA T&D constituent les 3 références du marché systématiquement mis en concurrence par les clients.

À cela s'ajoutent des concurrents régionaux constitués d'entrepreneurs locaux en particulier dans le domaine des sous-stations à plus faible technicité.

4.7.2.5. Relations clients/fournisseurs

Clients

Se reporter à la rubrique client de la présentation générale de T&D au début de la section 4.7.

Fournisseurs

Les principaux fournisseurs de la Business Unit sont internes, au travers des Business Units *Produits* et *Automation* qui fournissent en moyenne 35 % des produits intégrés dans les projets. Il s'agit de disjoncteurs, transformateurs, contrôle commande et protection.

Les principaux achats réalisés à l'extérieur portent sur les câbles, le génie civil et la main d'œuvre de montage.

4.7.2.6. Activité et faits marquants

2005 a été marqué par un dynamisme commercial et une très forte croissance des prises de commandes (+ 16,8 % à périmètre constant et avant éliminations inter business units) grâce notamment à la signature de trois importants contrats signés au Moyen-Orient :

- signature de deux contrats d'un montant total de 200 millions d'euros avec l'Autorité d'interconnexion du conseil de coopération du Golfe pour la construction de la première sous-station de transmission en courant continu à haute tension du Moyen-Orient et d'un système d'automatisme de réseaux électriques entièrement intégré. Ce contrat illustre la compétitivité du Pôle Transmission & Distribution sur ce marché très complexe du HVDC grâce notamment aux progrès accomplis en R&D.
- signature d'un contrat de 148 millions d'euros avec la société nationale de services publics Qatar General Electricity & Water Corporation (Kahramaa) en vue de l'élargissement de son réseau de transmission d'électricité à Doha. AREVA T&D concevra et installera ainsi six nouvelles sous-stations électriques.

La Business Unit a connu en 2005 une activité satisfaisante en Afrique du Nord et au Moyen-Orient. En revanche, l'activité a été faible aux États-Unis en raison d'une offre techniquement incomplète en produits et partiellement localisée pour répondre aux besoins de pays (norme ANSI).

Dans le cadre du plan d'optimisation du Pôle Transmission & Distribution, des dérives de marge sur certains projets ont été découvertes en 2005.

La Business Unit a réagi en mettant en place des actions afin de résoudre ces problèmes :

- renforcement de sa sélectivité sur les réponses aux appels d'offres en favorisant la structure T&D de projets,
- renouvellement de l'équipe de management et modification de l'organisation afin de permettre un contrôle opérationnel plus serré,
- mise en place d'actions correctives afin de réduire les dérives des coûts sur les projets en carnet,
- renforcement de la mission achats.

4.7.2.7. Perspectives et axes de développement

Le marché est en pleine croissance depuis deux ans. Cette croissance devrait se maintenir sur les prochaines années du fait des retards en investissements à combler et du renouvellement des installations (Royaume-Uni, Allemagne). Par ailleurs, la demande évolue de plus en plus vers des solutions clés en main, tendance particulièrement marquée dans les pays du Golfe et en Asie.

Afin de privilégier la sûreté, les clients s'orientent progressivement vers des solutions de sous-stations GIS dont le coût a fortement baissé grâce à la simplification du design et des technologies.

La Business Unit bénéficiera aussi de la reprise des investissements dans certains pays d'Europe, tels que l'Angleterre et l'Europe Centrale. Les besoins grandissants d'interconnexion afin de favoriser les échanges d'énergie continueront à peser sur la demande de système de transport en courant continu en Europe, Inde et Chine.

Le développement dans la zone du Golfe, de l'Inde et l'Asie du Sud-Est devrait se poursuivre en 2006. Il y a des besoins importants en électricité et électrification et donc, la Business Unit doit se localiser de plus en plus dans ces pays pour y réaliser des projets, des études et profiter ainsi de la croissance locale.

La Business Unit devrait également bénéficier à moyen terme de la croissance de la demande en solutions à base d'électronique de puissance.

Les priorités de développement de la Business Unit *Systèmes* pour les années à venir s'articulent autour de deux axes majeurs :

- Accompagner la croissance et donc porter ses efforts sur la formation et le recrutement de chefs de projets et d'ingénieurs électriciens.
- Déployer une organisation régionale basée sur des plateformes de compétences régionales soutenant les centres de travaux locaux souples afin d'accroître la réactivité de la Business Unit aux besoins des clients.

4.7.3. BUSINESS UNIT AUTOMATION

4.7.3.1. Chiffres clés

(en millions d'euros, IFRS)	2005[2]	2004[1]
Chiffre d'affaires	402	384
Effectif en fin d'année	3 290 personnes	2 346 personnes

(1) Périmètre n'incluant pas l'Inde ni le Pakistan.

(2) Périmètre : intégration de l'Inde et du Pakistan à partir d'août. Cession des activités de service d'Australie et Nouvelle-Zélande en avril et de l'activité basse tension EBT en décembre.

4.7.3.2. Métiers

La Business Unit *Automation* s'organise autour de trois lignes de produits mondiales qui fournissent les solutions nécessaires aux automatismes numériques temps réel des réseaux T&D :

- les **produits** numériques d'automatismes, regroupant les équipements numériques de protection (détection d'un défaut sur un appareil T&D, envoi d'un ordre de protection), de mesures des caractéristiques du signal électrique et de transmission de l'information,
- les **systèmes** d'automatismes numériques de sous-stations, de gestion de l'énergie qui assurent la téléconduite des réseaux T&D et offrent un fonctionnement efficace des marchés de l'électricité,
- les **services de support** associés de maintien en condition opérationnelle des infrastructures numériques, de réhabilitation des parcs d'automatismes et de formation spécifique de leurs opérateurs.

L'offre de la Business Unit *Automation* est bâtie autour de technologies d'électronique embarquées et de systèmes informatiques temps réel. Ces technologies sont mises en œuvre par le biais de quatre grands métiers :

- l'intégration de systèmes d'information temps réel,
- la conception et fabrication de modules d'automatismes embarqués,
- l'édition de progiciels applicatifs dédiés à la gestion des flux électriques,
- les services de support associés.

4.7.3.3. Moyens industriels et humains

La Business Unit *Automation* s'articule autour de trois principaux centres d'excellence (un aux États-Unis, deux en Europe) chargés de la recherche et développement, de six principaux centres d'assemblage des produits d'automatismes (dont une joint-venture avec un partenaire chinois), et de dix-huit centres d'ingénierie (dont un centre de back-office en Inde) chargés de l'intégration et de la réalisation des projets de systèmes d'automatismes et d'information.

La Business Unit *Automation* compte plus de 3 200 employés dont 31 % d'ouvriers. Elle emploie notamment 900 ingénieurs et développeurs, travaillant dans le management de projets et le développement des produits (R&D).

4.7.3.4. Marché et positionnement concurrentiel

Le marché de l'automatisme et des systèmes d'informations d'équipements et de réseaux T&D représente un marché annuel moyen de l'ordre de 4 milliards d'euros.

La croissance de ce marché est principalement le résultat de la progression du phénomène de dérégulation des marchés de l'électricité. Environ 60 % de la production électrique mondiale est située dans des pays dérégulés ou en cours de dérégulation.

Dans ces pays, les prix subissent une érosion, de l'ordre de 1,5 % par an, résultant principalement de l'accroissement de l'intensité compétitive.

Les principaux concurrents de la Business Unit sont les trois autres acteurs globaux de l'industrie T&D, à savoir ABB, Siemens et General Electric. Ces trois concurrents, avec AREVA T&D, représentent environ 50 % du marché mondial. Par ailleurs, la Business Unit *Automation* possède des concurrents plus spécialisés sur un segment d'offre comme par exemple Schweitzer aux États-Unis sur les équipements de protections, Telvent sur les systèmes d'automatismes de postes et de centres de contrôle, Danaher sur la mesure de la qualité de l'onde électrique. Il existe également des concurrents émergents en Chine comme par exemple NARI DONGFANG et NAEF en Chine.

AREVA T&D occupe la troisième place du marché, avec une part de marché de l'ordre de 12 %.

4.7.3.5 Relations clients/fournisseurs

Clients

Les utilisateurs finaux de produits, systèmes et services d'automatismes sont en majorité les compagnies d'électricité mondiales. Ces utilisateurs finaux sont servis soit en direct, soit par le biais d'intégrateurs ou de revendeurs. La Business Unit *Automation* réalise 80 % de son chiffre d'affaires auprès de 150 clients dans le monde.

Fournisseurs

La Business Unit *Automation* a pour objectif de doubler ses volumes d'achats en provenance d'Asie (Inde, Chine), d'Europe de l'Est (Roumanie, Pologne) et d'Afrique du Nord (Tunisie). Ce redéploiement de notre base de fournisseurs améliorera tant la compétitivité de l'offre que la profitabilité de la Business Unit.

4.7.3.6. Activité et faits marquants

L'année 2005 a été marquée par une forte progression de l'activité commerciale des solutions d'automatismes de sous-stations. Des centres d'ingénieries associés ont été créés ou renforcés aux Émirats arabes unis (Dubaï), en Russie (Moscou) et au Mexique afin d'améliorer la proximité avec les principaux clients de la Business Unit sur ces zones.

La Business Unit a remporté plusieurs contrats importants en 2005 : contrat GCCIA d'automatisation du nouveau réseau haute tension assurant l'interconnexion des principaux pays du Golfe arabique (8 millions d'euros), fourniture d'un centre de conduite pour un réseau d'interconnexion en Amérique latine, contrat de réalisation d'une solution d'automatismes pour un réseau de distribution en Inde, contrat de Maintien en Condition Opérationnelle sur 25 ans des équipements d'automatismes numériques pour 18 postes haute tension en France.

Aux États-Unis, les principaux contrats signés portent sur l'extension et l'évolution de la base installée auprès des grands gestionnaires de réseaux de transmission.

Sur le plan technologique, l'année 2005 a été celle de l'exécution du partenariat stratégique signé avec Microsoft en 2004. Le premier projet 100 % compatible avec une architecture Microsoft a été mis en service, la prospection conjointe de comptes-clés a débuté, et la Business Unit a participé au lancement des nouvelles solutions technologiques de gestion de base de données.

Sur le plan industriel, il a été décidé en 2005 d'externaliser l'activité de fabrication des cartes électroniques. Cette décision a été effective début 2006 suite au choix d'un partenaire industriel. Par ailleurs, la mise en place d'une organisation dédiée à la réparation des produits numériques d'automatismes a permis de diviser par trois les délais de réparation.

4.7.3.7. Perspectives et axes de développement

La déréglementation des marchés de l'électricité continuera de représenter une opportunité pour la Business Unit *Automation*, par la multiplication des systèmes d'informations et la focalisation des grandes sociétés d'électricité sur l'automatisation de leurs réseaux. Ces avancées sont particulièrement attendues en Amérique du Nord et en Europe. Les marchés en Asie devraient confirmer leur rythme de croissance soutenu, en particulier en Chine. Le Moyen-Orient devrait conserver un niveau important d'investissements, lié à la construction de nouvelles sous-stations.

Les objectifs à court terme de la Business Unit *Automation* sont :

- l'amélioration de sa performance opérationnelle par la standardisation de son offre et de ses processus,
- la finalisation de la mise en place de son organisation intégrée,
- la réduction de sa structure de coût par des efforts de productivité et de localisation de son outil industriel dans les principaux pays.

La croissance de la Business Unit à plus long terme se fera en saisissant les opportunités en Chine, en Europe de l'Est, au Moyen-Orient et aux États-Unis, tout en consolidant sa position sur les marchés plus matures de l'Europe de l'Ouest.

4.7.4. BUSINESS UNIT SERVICES

4.7.4.1. Chiffres clés

(en millions d'euros, IFRS)	2005[2]	2004[1]
Chiffre d'affaires	421	521
Effectif en fin d'année	3 646 personnes	5 639 personnes

(1) Périmètre n'incluant pas l'Inde ni le Pakistan. Par ailleurs, l'effectif incluait 1 440 personnes de la force commerciale.

(2) Périmètre : intégration de l'Inde et du Pakistan à partir d'août. Cession des activités de service d'Australie et Nouvelle-Zélande en avril et de l'activité basse tension EBT en décembre.

4.7.4.2. Métiers

La Business Unit *Services* a pour mission de fournir des services à ses clients afin d'accompagner les produits et systèmes vendus durant leur cycle de vie complet. Aux contrats de service traditionnels tels que la maintenance, la réparation ou la réhabilitation d'équipements ou de sous-stations, vient s'ajouter une offre plus globale offrant au client la maintenance des installations sur le long terme.

Les ressources à proximité des clients, la connaissance des parcs installés, l'expertise technique de constructeur sont les facteurs clés de succès de cette activité. Par ailleurs, les équipements de transmission & distribution installés depuis plusieurs dizaines d'années et leur vieillissement actuel constituent un potentiel de revenu important pour lequel la Business Unit est idéalement positionnée.

4.7.4.3. Moyens industriels et humains

Présents dans plus de 20 pays, les équipes sont réparties selon une logique de proximité des clients et s'articulent autour de 37 sites : 25 en Europe dont 2 sites majeurs en Angleterre, 8 en France et 4 en Allemagne, 7 sites en Asie Pacifique et Moyen-Orient, et 5 sites en Amérique. Différents programmes transversaux de capitalisation et transfert de connaissances permettent aux équipes de Business Unit *Services* de maintenir leur expertise technologique sur des produits et systèmes d'AREVA T&D.

L'organisation Services compte environ 2 000 employés dans le monde dont 60 % en Europe de l'Ouest. 65 % de la population sont des ingénieurs, techniciens et 35 % des ouvriers spécialisés qui interviennent directement sur les différents contrats.

4.7.4.4. Marché et positionnement concurrentiel

Dans un environnement de plus en plus concurrentiel, la qualité comme la continuité de l'approvisionnement en électricité et donc la maintenance des installations des réseaux devient une préoccupation majeure des clients du Pôle Transmission & Distribution. Le marché se caractérise par une croissance constante liée d'une part à l'accroissement naturel de la base installée du Pôle Transmission & Distribution et d'autre part au vieillissement de la même base, induisant un besoin accru de maintenance.

Le principal avantage concurrentiel de la Business Unit est la connaissance technologique intime de fabriquant de produits et des synergies avec les trois autres Business Units du Pôle.

Les principaux concurrents de la Business Unit sont les fabricants de produits T&D (ABB, Siemens…), les entrepreneurs et les clients eux-mêmes.

4.7.4.5. Relations clients/fournisseurs

Les clients de la Business Unit *Services* sont les clients des autres Business Units du Pôle Transmission & Distribution.

4.7.4.6. Activité et faits marquants

Depuis 2004, la Business Unit *Services* s'est recentrée sur des domaines à valeur ajoutée pour les systèmes et les produits du Pôle Transmission & Distribution. La revue de son portefeuille d'activité a ainsi abouti à la vente de ses activités de Services de télécommunication et électriques en Nouvelle-Zélande et Australie, ainsi qu'à la vente de l'activité de montage et de maintenance des lignes électriques en Allemagne.

En 2005, l'activité commerciale a été soutenue avec une croissance de 11,6 % (avant élimination des intercos) des prises de commandes. Parmi les grands contrats de l'année 2005, on notera un contrat de 2,5 millions d'euros à Singapour pour la maintenance de 20 travées de disjoncteurs 230 kV, la signature d'un contrat de maintenance et de fourniture des pièces de rechange avec CFE au Mexique d'un montant annuel de près de 4 millions d'euros, un contrat de 10 millions d'euros avec Chevron au Kazakhstan pour l'installation de 9 sous-stations ainsi qu'un contrat de maintenance globale avec National Kharafi au Koweït sur 3 ans.

Dans le cadre du plan d'optimisation du Pôle Transmission & Distribution, la Business Unit *Services* est en ligne avec les objectifs fixés pour l'année 2005.

4.7.4.7. Perspectives et axes de développement

La croissance attendue du marché des services à notre base installée est de l'ordre de 2 % l'an. Le développement de ce marché s'appuie sur des besoins de rénovation liés au vieillissement de la base installée et à l'intérêt de plus en plus significatif pour des solutions de service intégrant le cycle de vie complet des produits. Ces leviers de croissance sont cependant en partie contrecarrés par des besoins de maintenance moins importants pour les nouvelles gammes de produits et des efforts constants des clients pour rationaliser leur budget de maintenance pour leurs installations.

Les priorités de développement pour la Business Unit *Services* pour les années à venir s'articulent autour de trois axes principaux :

- exploiter le potentiel de notre base installée : un projet de base de donnée mondiale a été lancé pour mettre à disposition de tous les acteurs les informations nécessaires sur notre base installée ainsi que les offres associées à chaque type d'équipements. Ceci permettra une démarche proactive vis-à-vis des clients de la Business Unit,
- développer sa présence géographique pour répondre plus efficacement aux besoins des clients,
- concevoir et promouvoir des services innovants en se basant sur son savoir technologique en anticipant l'évolution des besoins des clients : offre globale (Total Asset Care), surveillance à distance des équipements, modernisation des produits…

4.8. Contrats importants

Dans le cadre normal de ses activités, le Groupe conclut de nombreux contrats revêtant un caractère spécifique au regard du cadre normal des affaires en raison de leur importance économique, ou en raison de leur caractère stratégique, ou en raison du caractère particulier des technologies mises en œuvre.

En application de l'annexe I du Règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission du 29 avril 2004, les contrats considérés par le Groupe comme importants sont résumés ci-après, étant précisé que, tout ou parties de certains de ces contrats doivent rester confidentielles.

4.8.1. PÔLE AMONT

Contrat de vente d'une unité de défluoration d'UF_6 appauvri – Russie

Ce contrat a été signé le 25 mars 2005 et répond au besoin du combinat de Zelenogorsk d'entreposer une certaine quantité d'UF_6 appauvri dans une forme chimique stable de manière sécurisée et durable. Ce contrat prendra fin en 2009.

Contrat "BLEU"

Dans le domaine des combustibles nucléaires, AREVA NP a fourni à Tenessee Valley Authority (TVA), exploitant civil de centrales, des assemblages combustibles remplis de pastilles BLEU (Blended Low Enriched Uranium) réalisés sur le site du Groupe à Richland, à partir d'uranium enrichi de "qualité" militaire. Ce projet comprend plusieurs contrats pour un montant global supérieur à 200 millions d'euros. Ces assemblages sont en opération depuis 2004 sur le site de TVA.

4.8.2. PÔLE RÉACTEURS ET SERVICES

Contrat EPR avec TVO

En Finlande, le contrat signé en décembre 2003 avec effet au 1er janvier 2004 par le consortium AREVA NP/Siemens concerne la fourniture clé en main au client finlandais TVO d'une centrale nucléaire complète (îlot nucléaire et îlot conventionnel) de modèle EPR pour le site d'Olkiluoto.

Au sein de ce consortium, AREVA NP est responsable de l'îlot nucléaire et du contrôle-commande de sûreté et opérationnel et des interfaces avec l'îlot conventionnel.

TVO évalue à trois milliards d'euros le coût global de la centrale complète incluant les prestations d'AREVA NP/Siemens et les travaux, notamment d'aménagement du site, dont il conserve la responsabilité.

Contrat EPR avec EDF

En France, EDF prévoit de confier la réalisation de la chaudière nucléaire de l'EPR de Flamanville à AREVA. Ce projet comprendrait le contrôle-commande de sûreté (le contrôle-commande opérationnel donnant lieu à appel d'offres). EDF compte assurer le rôle d'architecte ensemblier.

Dans le cadre du "Memorandum of Understanding" signé avec AREVA NP en juillet 2005, il est prévu que la réalisation de la chaudière nucléaire soit l'objet de trois contrats distincts.

Le premier, qui est relatif à l'anticipation d'études d'ingénierie, a été conclu avec AREVA NP en octobre 2005. Il est en cours d'exécution. Le second concerne l'anticipation d'études et les opérations de fabrication anticipées. Le troisième concerne le reste de la fourniture.

EDF a indiqué que le coût total du projet, dont une partie seulement est confiée au Groupe, se chiffrait à trois milliards d'euros.

Contrats Palier N4 avec EDF

S'agissant des centrales EDF de palier N4 (1 450 MW) pour le site de Chooz (deux tranches) et pour le site de Civaux (deux tranches), la négociation du protocole de réception définitive de Civaux s'est poursuivie en 2005.

Contrats sur le site de Ling Ao (Chine)

En octobre 1995, AREVA NP a conclu avec Ling Ao Nuclear Power Company Limited un contrat de construction de deux îlots nucléaires de 1 000 MW pour le site de Ling Ao dans la province du Guangdong en Chine. La mise en service industrielle de la première tranche est intervenue en juillet 2002, celle de la deuxième tranche en novembre 2002. La réception définitive des générateurs de vapeur des deux tranches a eu lieu le 18 mai 2005. La réception définitive, matérialisée par l'émission du "Final Acceptance Certificate", de l'ensemble de la tranche 1 a été obtenue le 28 septembre 2005, celle de la tranche 2 devrait intervenir courant 2006.

Dans la continuité du projet précédent, AREVA prend part au projet de construction de deux centrales supplémentaires de 1 000 MW également sur le site de Ling Ao, répliques des deux premières tranches.

Modernisation de la centrale de Kozloduy (Bulgarie)

Outre les constructions neuves de réacteurs, AREVA intervient dans le cadre de grands projets de modernisation de centrales existantes en particulier en Europe orientale.

Ainsi, la mise en œuvre de mesures de modernisation des tranches 5 et 6 de la centrale de type VVER de Kozloduy en Bulgarie et de leur mise au niveau des normes de sûreté occidentales a fait l'objet d'un contrat de l'ordre de 250 millions d'euros, entré en vigueur en 2001, entre Nationalna Elektricheska Kompania (NEK) et le consortium European Consortium Kozloduy (ECK) regroupant AREVA et Atomenergoexport. Ce projet a reçu le soutien financier d'Euratom.

4.8.3. PÔLE AVAL

Assistance d'AREVA NC à JNFL

Dans le cadre du démarrage de l'usine de traitement de Rokkasho-Mura au Japon, AREVA NC avait signé avec JNFL un contrat d'assistance technique des futurs opérateurs de cette usine. Un avenant au Framework Agreement et des accords additionnels (prestations d'assistance en France et au Japon, et formation au Japon) ont été signés le 20 décembre 2005. Le retard du lancement des essais actifs de l'usine japonaise nécessite un prolongement des prestations d'AREVA NC au-delà du 31 décembre 2005. L'assistance d'AREVA NC prendra fin en 2007.

Yucca Mountain

Un contrat entre AREVA NC Inc. et BECHTEL SAIC a été signé mi-2003. Sa durée d'exécution est de 4 ans. Il porte sur le transfert de licences de technologie et des travaux de conception pour la construction du site de stockage définitif de Yucca Mountain aux États-Unis.

Assistance AREVA NC vitrification/BNGS

Ce contrat a été signé en mars 2005. BNGS a demandé à AREVA NC de l'assister, en raison de son expérience à La Hague, pour assurer le bon fonctionnement de son installation de Sellafield (Royaume-Uni). Cette assistance prendra fin en 2009.

Capping des CSD-C (1) AREVA NC et ORC (Japon)

Deux documents ont été signés en septembre 2005 :

- un Memorandum of Understanding (1er document) définissant le déroulement d'un programme de développement des colis CSD-C "cappés",
- un contrat (2e document) a été signé afin de mener des études R&D afin d'analyser le comportement des colis CSD-C à la radiolyse. La durée de l'étude est de 6 mois.

(1) CSD-C : déchets compactés.

Retour des URBE (2) sous forme de CSD-B (3)

Ce contrat a été signé en novembre 2004 et comporte deux phases : une phase études afin de développer une nouvelle matière vitreuse pour le conditionnement des URBE à retourner au Japon (durée de cette phase : 2005 à 2007) et une seconde phase relative à une réalisation industrielle avec achats d'équipements (durée : fin 2010/2011).

(2) URBE : Unité Résidu pour les Boues et Effluents.

(3) CSD-B : bitumes.

Commox (GIE : 60% AREVA NC et 40% Belgonucléaire)

Commox a signé le 13 mars 2006 un contrat avec Global Nuclear Fuel – Japan (pour le compte de l'électricien japonais CHUBU Electric Power Co. Inc.) pour l'approvisionnement en combustibles MOX de la centrale nucléaire de Hamaoka (Japon). La fabrication des assemblages à MELOX sera divisée en six campagnes dont les livraisons s'échelonneront jusqu'en 2020. La durée réelle du contrat s'entend à l'expiration des garanties, soit 7 ans après la dernière livraison, à savoir décembre 2027 au plus tard.

AREVA NC / DOE / DCS

AREVA NC participe, au sein d'un consortium de trois sociétés aux études portant sur la construction d'une usine permettant de transformer du plutonium d'origine militaire en combustible MOX. Ce projet serait financé par le Département Américain de l'Énergie.

4.8.4. PÔLE TRANSMISSION & DISTRIBUTION

Ces contrats sont cités en raison notamment de leur importance économique (supérieur à 100 millions d'euros).

Libye Phase 2

Le 5 octobre 2003, Electricity General Company a signé un contrat avec Cogelex (GIE composé de AREVA T&D Holding SA, AREVA T&D SA et la société Nexans France) portant sur les fournitures de matériel, montage, et services pour trois sous-stations de 400 kV. La durée du contrat est de 29 mois à partir de l'entrée en vigueur du contrat, soit le 4 mai 2005 pour un montant total de 183,1 millions d'euros avec un avenant de 15 % effectif en octobre 2005. Une garantie de bonne fin de 12 mois s'élevant à 5 % du montant du contrat a été mise en place.

Libye Phase 3

Cobra Instalaciones y Servicios S.A (Espagne), Instalaciones Inabensa S.A (Espagne) et AREVA T&D ont signé un contrat le 20 juillet 2004 d'un montant global de 176,2 millions d'euros. Le contrat porte à la fois sur les fournitures de matériel de quatre sous-stations de 400 kV, et sur le génie civil, le montage et services attachés aux quatre sous-stations. La durée a été fixée à 36 mois à partir de l'entrée en vigueur du contrat réalisée le 9 janvier 2006. Est attachée à ce contrat une garantie de bonne fin de 12 mois s'élevant à 5 % du montant du contrat.

West Bay

AREVA T&D (Business Unit *Systèmes*) a signé avec West Bay le 28 novembre 2005 un contrat "clés en main" et génie civil d'une durée de 18 mois. La date de mise en service est fixée au 30 mars 2007. Le montant du contrat s'élève à 147,5 millions d'euros avec une partie de chiffre d'affaires dégagé en 2006 (90,5 millions d'euros) et une autre en 2007 (57 millions d'euros). La garantie porte sur une durée de 24 mois, sauf pour le système de contrôle numérique dont la garantie porte sur une durée de 36 mois. La fin de la garantie est fixée au 30 avril 2009.

Bukadra

AREVA T&D a signé le 22 mars 2004 un contrat "clés en main" de sous-stations et génie civil avec le client DEWA (Émirats arabes) d'une durée de 25 mois. Le montant de ce contrat s'élève à 133 millions d'euros.

GCCIA

AREVA T&D a signé le 27 octobre 2005 un contrat pour la fourniture "clés en main" avec génie civil de trois convertisseurs dos à dos à courant continu de 600 MW avec le client GCCIA (Émirats arabes) d'une durée de 38 mois. L'autre partenaire est Cogelex (GIE composé de AREVA T&D Holding SA, AREVA T&D SA et la société Nexans France). La part de chiffre d'affaires d'AREVA T&D s'élève à 73,1 millions d'euros sur un montant total de 200 millions d'euros. La période de garantie est fixée à 12 mois.

4.9. Les principaux sites du Groupe

En application de l'annexe I point 8 du Règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission du 29 avril 2004, une information est donnée ci-après sur les propriétés immobilières, usines et équipements du Groupe.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise un certain nombre de locaux ou de sites industriels dont il est soit propriétaire, soit locataire.

Le Groupe a établi ci-après une liste de ses principaux sites dans le monde en retenant comme principal critère celui de l'importance de l'activité qui y est exercée. Le cas échéant, il est indiqué si la réglementation environnementale applicable à ces sites est susceptible d'en limiter l'utilisation (capacités, durée d'utilisation, etc.).

La réglementation applicable aux activités nucléaires du Groupe et susceptible d'avoir un impact sur l'utilisation des sites du Groupe est décrite à la section 4.15.2. ci-après.

Le Groupe exerce ses activités sur 83 sites principaux.

Sur ces 83 sites, on compte 77 sites industriels, 3 sites de bureaux et 3 sites industriels et de bureaux.

Sur ces 83 sites, la répartition géographique est la suivante :

- une cinquantaine de sites est située en France,
- 16 sites en Amérique,
- 3 en Asie,
- 3 en Afrique & Moyen-Orient.

Sur certains de ces sites, plusieurs activités différentes sont exercées.

n.a. : non applicable.
n.c. : non communicable pour des raisons de confidentialité ou pour des raisons techniques.
n.d. : non disponible.

4.9.1. CORPORATE

Localisation	Nature du bien	Location/ pleine propriété	Existence de sûretés sur le bien immobilier	Superficie*	Produits fabriqués	Capacité de production	Taux d'utilisation des équipements (%)
Paris 9e (France)	Bureaux/ siège social	Location	non	28 000 m²	n.a.	n.a.	n.a.
Tour AREVA La Défense (92) (France)	Bureaux/ siège social	Location	non	60 960 m²	n.a.	n.a.	n.a.
Vélizy (78) (France)	Bureaux/ siège social	Pleine propriété & location	non	20 673 m²	n.a.	n.a.	n.a.

** Surface totale occupée par les différentes entités du Groupe sur le site.*

4.9.2. PÔLE AMONT

Les activités du Pôle **Amont** sont exercées sur 21 sites principaux, dont 10 sont situés en France, 3 en Amérique, 3 en Afrique et 2 au Kazakhstan.

4.9.2.1. Business Unit Mines

Localisation	Nature du bien	Location/ pleine propriété	Existence de sûretés sur le bien immobilier (hypothèque)	Superficie	Produits fabriqués	Capacité de production	Taux d'utilisation des équipements (%)
Arlit (Niger)	Bureaux + Installations industrielles et de stockage	Concession longue durée	non	721 000 m²	Concentré d'uranium	1 500 tU/an	100
Niamey (Niger)	Bureaux + sièges sociaux	Location	non	1 580 m²	n.a.	n.a.	n.a.
Akokan (Niger)	Bureaux + Installations industrielles et de stockage	Concession longue durée	non	499 000 m²	Concentré d'uranium	2 000 tU/an	100
McClean (Canada)	Usine + base vie	JV / 70 %	non	42 140 m²	Concentré d'uranium	3 077 tU/an	75
Saskatoon (Canada)	Bureaux + siège social	Pleine propriété	non	2 050 m²	n.a.	n.a.	n.a.
Muyunkum (Kazakhstan)	Bureaux + Installations industrielles et de stockage	Pleine propriété	non	25 750 m²	Éluats	1 000 t/an	60
Almaty (Kazakhstan)	Bureaux + siège social	Location	non	666 m²	n.a.	n.a.	n.a.

4.9.2.2. Business Unit Chimie

Localisation	Nature du bien	Location/ pleine propriété	Existence de sûretés sur le bien immobilier	Superficie	Produits fabriqués	Capacité de production	Taux d'utilisation des équipements (%)
Pierrelatte (26) (France) (INB/INBS/ICPE)	Usines et parcs	Propriétaire du bâti – Terrain loué	non	Terrain environ 200 ha	Dénitration URT Défluoration	1 500 t 14 000 t	n.c. n.c.
					Dénitration URT et appauvri et $U0_2$ appauvri	1 000 t ou[1] 320 t	n.c.
					Entreposage	n.a.	n.c.
					UF_6	14 000 t	n.c.
Miramas France (INBS)	Usine	Pleine propriété	non	37 ha non bâtis	Lithium	n.c.	n.c.
Malvési (11) (France)	Usine	Pleine propriété/ location du terrain Propriété des bâtiments	non	59,43 ha non bâtis	UF_4	14 000 t	n.c.

(1) *L'usine peut fonctionner sous deux modes différents : un mode permettant la dénitratation de l'URT d'une capacité de production de 1 000 t et un mode de fabrication d'uranium appauvri pour combustible MOX d'une capacité de 320 t. Les capacités de production sont exprimées en tonnes d'uranium transformées.*

4.9.2.3. Business Unit Enrichissement

Localisation	Nature du bien	Location/ pleine propriété	Existence de sûretés sur le bien immobilier	Superficie	Produits fabriqués	Capacité de production	Taux d'utilisation des équipements (%)
Pierrelatte (26) **Saint-Paul-Trois-Châteaux** (26) **Bollène** (84) (France)	Usine	Pleine propriété	non	Terrain 250 ha	Service d'enrichissement	10,8 MUTS	n.c.
Bollène (84) (France)	Usine	Pleine propriété	non	Terrain 19,6 ha	Traitement effluents Maintenance équipements	n.a.	n.c.

4.9.2.4. Business Unit Combustible

Localisation	Nature du bien	Location/ pleine propriété	Existence de sûretés sur le bien immobilier	Superficie	Produits fabriqués	Capacité de production	Taux d'utilisation des équipements (%)
Romans-sur-Isère (26) (France)	Usine propriété	Pleine	non	Constructions 18 140 m² Terrain 180 000 m²	Assemblages combustibles de poudre UO_2 pour réacteurs PWR et divers composants	1 200 tU 820 tU d'assemblages combustibles	n.c.*
Romans-sur-Isère (26) (France)	Usine Cerca	Pleine propriété	non	Terrain 290 486 m² Constructions 22 046 m² dont constructions louées à FBFC 11 820 m²	Combustibles pour réacteurs de recherche et dispositifs d'instrumentation nucléaires	14 000 plaques	n.c.
Paimbœuf (44) (France)	Usine	Pleine propriété	non	Terrain 64 366 m² Constructions 17 201 m²	Tubes en zirconium pour assemblages combustibles	5 000 km	n.c.
Jarrie (38) (France)	Usine	Location/ Pleine propriété	non	Terrain 97 088 m² Constructions 32 502 m²	Éponges de zirconium	2 200 t	n.c.
Montreuil-Juigné (49) (France)	Usine	Pleine propriété	non	Terrain 27 587 m² Constructions 5 610 m²	Ébauches de tubes en zirconium	1 300 t	n.c.
Rugles (27) (France)	Usine	Pleine propriété	non	Terrain 73 491 m² Constructions 14 638 m²	Produits plats en zirconium	500 t	n.c.
Ugine (73) (France)	Usine	Pleine propriété	non	Terrain 56 764 m² Constructions 25 385 m²	Produits intermédiaires en zirconium et titane Barres à bouchon	1 700 t 150 t	n.c.
Dessel (Belgique)	Usine	Pleine propriété	non	Terrain 96 300 m² (dont 45 200 m² dans clôture) Constructions 15 600 m²	Assemblages combustibles pour réacteur PWR (UO_2 et MOX)	460 tU d'assemblages combustibles	n.c.
Richland Washington (États-Unis)	Usine AREVA NP Inc.	Pleine propriété	non	Constructions 36 790 m² Terrain 1 700 000 m²	Production de poudre et pastilles (UO_2, Gad & BLEU) assemblages, et composants divers	1 800 tU	n.c.
Lingen (Allemagne)	Usine	Pleine propriété	non	Terrain 493 301 m² Constructions 17 600 m²	Assemblages combustibles pour réacteurs PWR et BWR	650 tU	n.c.
Duisburg (Allemagne)	Usine	Pleine propriété	non	Terrain 43 918 m² Constructions 17 422 m²	Tubes en zirconium pour assemblages combustibles	2 000 km	n.c.

4.9.3. PÔLE RÉACTEURS ET SERVICES

Les activités du Pôle **Réacteurs et Services** sont exercées sur une trentaine de sites principaux, dont 16 sont situés en France, 9 aux États-Unis et 5 en Europe.

4.9.3.1. Business Unit Réacteurs

Localisation	Nature du bien	Location/ pleine propriété	Existence de sûretés sur le bien immobilier	Superficie	Produits fabriqués	Capacité de production	Taux d'utilisation des équipements (%)
Lyon (69) (France)	Bureaux	Location	non	Constructions 26 000 m² (toutes BU confondues)	n.a.	n.a.	100
Erlangen (Allemagne)	Bureaux	Location	non	43 000 m²	n.a.	n.a.	n.a.
Lynchburg (États-Unis)	Bureaux	Pleine propriété	non	28 610 m²	n.a.	n.a.	n.a.

4.9.3.2. Business Unit Équipements

Localisation	Nature du bien	Location/ pleine propriété	Existence de sûretés sur le bien immobilier	Superficie	Produits fabriqués	Capacité de production	Taux d'utilisation des équipements (%)
St Marcel (71) (France)	Usine	Pleine propriété	non	Constructions 33 000 m² Terrain : 35 ha	Composants lourds (cuve, couvercle de cuve, générateur de vapeur, pressuriseur)	n.a., à la demande	n.c.
Jeumont (59) (France)	Usine	Pleine propriété	non	Constructions 59 000 m² (bâtis)	Pompes, mécanismes de commande de grappe, alternateurs et autres produits électro-mécaniques	n.a., à la demande	n.c.
Maubeuge (59) (France)	Usine	Pleine propriété	non	8 360 m² ateliers + bureaux/ totalité du site 4,5 ha	n.a.	n.a.	n.c.
Carquefou (44) (France)	Usine	Pleine propriété	non	12 252 m² surface couverte/ 32 885 m² totalité du site	n.a.	n.a.	n.c.

4.9.3.3. Business Unit Services Nucléaires

Localisation	Nature du bien	Location/ pleine propriété	Existence de sûretés sur le bien immobilier	Superficie (1)	Produits fabriqués	Capacité de production	Taux d'utilisation des équipements (%)
Lyon (69) (France)	Bureaux	Location	non	Constructions 24 701 m²	n.a.	n.a.	n.a.
Chalon-sur-Saône (71) (France)	Bureaux, centre de développement, ateliers chauds, centre de formation	Propriété	non	Terrain 254 050 m² Constructions 59 192 m²	Robots / outillages / décontamination	(pas de série)	n.a.
Rungis (91) (France)	Bureaux	Location	non	Constructions 9 586 m²	n.a.	n.a.	n.a.
Sully-sur-Loire (45) (France)	Atelier chaud + bureaux	Propriété	non	Terrain 23 400 m² Constructions 4 872 m²	Décontamination	n.a.	n.a.
Lynchburg (États-Unis)	Bureaux ateliers chauds, centre de formation	Propriété	non	Constructions 28 000 m²	Décontamination Maintenance en atelier chaud	n.a.	n.a.
Charlotte (États-Unis)	Bureaux	Location	non	Constructions 12 541 m²	n.a.	n.a.	n.a.
Erlangen (Allemagne)	Bureaux, ateliers	Location	non	Constructions 43 000 m²	Robots / outillages	(pas de série)	n.a.
Offenbach (Allemagne)	Bureaux	Location	non	Constructions 10 570 m²	n.a.	n.a.	n.a.
Toronto, Ontario M3B 1Z4, (Canada)	Bureaux	Location	non	Constructions 466 m²	n.a.	n.a.	n.a.

(1) Superficie totale, dont un certain pourcentage est utilisé par les Services.

4.9.3.4. Business Unit AREVA TA

Localisation	Nature du bien	Location/ pleine propriété	Existence de sûretés sur le bien immobilier	Superficie	Produits fabriqués	Capacité de production	Taux d'utilisation des équipements (%)
Cadarache (13) (France)	Outil de production / Bureaux	Pleine propriété	non Immobilisation en cours	n.a	Combustible	n.d.	100 %
Aix-en-Provence (13) (France)	Immeuble de bureaux	Pleine propriété	non	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Saclay (91) (France)	Immeuble de bureaux	Pleine propriété sauf terrain	non	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

4.9.3.5. Business Unit Mesures Nucléaires

Localisation	Nature du bien	Location/ pleine propriété	Existence de sûretés sur le bien immobilier	Superficie	Produits fabriqués	Capacité de production	Taux d'utilisation des équipements (%)
Meriden CT (États-Unis)	Bureaux et Production, Services	Pleine propriété	non	16 200 m²	Produits standards/ Systèmes	6 604	85
Albuquerque NM (États-Unis)	Bureaux et Production, Services	Location	non	2 119 m²	Produits standards	1 208	95
NJ, Dover (États-Unis)	Bureaux et Production, Services	Location	non	3 693 m²	Produits standards	2 437	90
TN, Oak Ridge (États-Unis)	Bureaux et Production, Services	Pleine propriété	non	3 160 m²	Croissance crystalline	1 765	95
Loches (37) (France)	Usine et Bureaux, Services	Pleine propriété	non	4 800 m²	Produits standards	3 120	65
Saint-Quentin-en-Yvelines (78) (France)	Bureaux et Services	Location	non	1 505 m²	n.a.	n.a.	n.a.
Lingolsheim (67) (France)	Bureaux et Production Services	Location	non	2 053 m²	Détecteurs spéciaux	1 231,8	80
Concord Ontario (Canada)	Bureaux et Production, Services	Location	non	2 746 m²	Produits standards	1 400	80
Olen (Belgique)	Bureaux et Production services	Pleine propriété	non	1 750 m²	Détecteurs standards	1 400	90
Harwell (Royaume-Uni)	Bureaux et Production, Services	Location		1 880 m²	Produits standards, Systèmes	564	80

4.9.3.6. Business Unit Conseil et Systèmes d'information

Localisation	Nature du bien	Location/ pleine propriété	Existence de sûretés sur le bien immobilier	Superficie	Produits fabriqués	Capacité de production	Taux d'utilisation des équipements (%)
Guyancourt (78) (France)	Bureaux	Location	non	8 500 m²	n.a.	n.a.	100

4.9.4. PÔLE AVAL

Les activités du Pôle **Aval** sont exercées sur 13 sites principaux tous situés en France.

4.9.4.1. Business Unit Traitement

Localisation	Nature du bien	Location/ pleine propriété	Existence de sûretés sur le bien immobilier	Superficie	Produits fabriqués	Capacité de production	Taux d'utilisation des équipements (%)
La Hague (50) (France) **(7 INB)**	Site industriel Hors site : réserve foncière	Pleine propriété	non	Terrain site industriel : 205 ha 48 à 34 ca Terrain hors site : 98 ha 23 à 13 ca	Traitement de combustibles irradiés	1 700 tonnes	Variable selon les ateliers constituant l'INB

4.9.4.2. Business Unit Recyclage

Localisation	Nature du bien	Location/ pleine propriété	Existence de sûretés sur le bien immobilier	Superficie	Produits fabriqués	Capacité de production	Taux d'utilisation des équipements (%)
MELOX Marcoule (30) (France)	Usines, bureaux	Pleine propriété	non	Terrain d'une superficie d'environ 5 hectares	Fabrication de combustible MOX + conditionnent des rebuts et déchets	145 tML	100
Cadarache (13) (France)	Usine, bureaux	Location	non	27 100 m^2	Arrêt de la production de combustible MOX en juillet 2003 (production EUROFAB en 2004)	40 tML avant arrêt de production	100 % en phase de cessation définitive d'exploitation

4.9.4.3. Business Unit Logistique

Localisation	Nature du bien	Location/ pleine propriété	Existence de sûretés sur le bien immobilier	Superficie	Produits fabriqués	Capacité de production	Taux d'utilisation des équipements (%)
Saint-Quentin-en-Yvelines (78) (France)	Bureaux Siège social	Location	non	5 000 m²	n.a.	n.a.	100
Valognes (50) (France)	Terminal rail-route	Pleine propriété	non	7 ha	n.a.	1 000 transferts/an	100
Tourlaville (50) (France)	Entrepôt	Pleine propriété	non	9 800 m²	n.a.	n.a.	100
Tourlaville (50) (France)	Bureaux	Pleine propriété	non	1 200 m²	n.a.	n.a.	100
Pont-St-Esprit (50) (France)	Entrepôt	Pleine propriété	non	2 000 m²	n.a.	n.a.	100

4.9.4.4. Business Unit Assainissement

Localisation	Nature du bien	Location/ pleine propriété	Existence de sûretés sur le bien immobilier	Superficie	Produits fabriqués	Capacité de production	Taux d'utilisation des équipements (%)
Bollène (84) (France)	Usine	Location	non	9 644 m²	n.a. (maintenance de machines, traitement de déchets, requalification d'équipements)	n.a.	100
Gif-sur-Yvette (91) (France)	Immeuble de bureaux Siège social	Location	non	3 306 m²	n.a.	n.a.	100

4.9.4.5. Business Unit Ingénierie

Localisation	Nature du bien	Location/ pleine propriété	Existence de sûretés sur le bien immobilier	Superficie	Produits fabriqués	Capacité de production	Taux d'utilisation des équipements (%)
Bagnols/ Ceze (30) (France)	Bureaux	Bâtiment en crédit-bail	non	7 181 m²	Ingénieurie	n.a.	n.a.
Pierrelatte (26) (France)	Bureaux	Pleine propriété	non	2 865 m²	Ingénieurie	n.a.	n.a.
Équeurdreville (50) (France)	Bureaux	Pleine propriété	non	2 726 m²	Ingénieurie	n.a.	n.a.
Beaumont-Hague (50) (France)	Hall d'essais	Pleine propriété	non	4 860 m²	Essais	n.a.	n.a.
Bois Mouton (78) (France)	Bureaux	Location	non	22 374 m²	Ingénieurie	n.a.	n.a.

4.9.5. PÔLE TRANSMISSION & DISTRIBUTION

L'activité du Pôle Transmission & Distribution est déployée sur environ 260 sites dans le monde, répartis sur 80 pays. Sur les 30 sites principaux, 10 sont localisés en France, 13 en Europe, 4 en Amérique et 3 en Asie.

4.9.5.1. Business Unit Produits

Localisation	Nature du bien	Location/ pleine propriété	Existence de sûretés sur le bien immobilier	Superficie	Produits fabriqués	Capacité de production	Taux d'utilisation des équipements (%)
Aix-les-Bains (73) (France)	Usine	Propriété	non	33 000 m²	Produits HT	n.c.	n.c.
Oberentfelden (Suisse)	Usine	Propriété	non	28 000 m²	Produits HT	n.c.	n.c.
Villeurbanne (69) (France)	Usine (30 % bureaux/ 70 % production)	Propriété	non	68 000 m²	Produits HT	n.c.	n.c.
Kassel (Allemagne)	Usine (30 % bureaux/ 70 % production)	Propriété	non	36 800 m²	Produits HT	n.c.	n.c.
Charleroi (États-Unis)	Usine	Location	non	8 700 m²	Appareillage Haute Tension	n.c.	n.c.
Noventa di Piave (Italie)	Usine	Location	non	7 800 m²	Appareillage Haute Tension	n.c.	n.c.
Montrouge (92) (France)	Usine (40 % bureaux/ 60 % production)	Location	non	8 600 m²	Transformateurs de mesure	n.c.	n.c.
Monchengladbach (Allemagne)	Usine	Propriété	non	13 000 m²	Transformateurs de puissance et de distribution	n.c.	n.c.
Gebze (Turquie)	Usine	Propriété	non	40 000 m²	Transformateurs de puissance et de distribution	n.c.	n.c.
Stafford (Royaume-Uni)	Usine (50 % bureaux/ 50 % production)	Location	non	74 000 m²	Transformateurs de puissance	n.c.	n.c.
Regensburg (Allemagne)	Usine	Propriété	non	28 000 m²	Matériels de coupure pour la moyenne tension (disjoncteurs)	n.c.	n.c.
Mâcon (71) (France)	Usine	Propriété	non	41 500 m²	Matériels de coupure pour la moyenne tension (disjoncteurs)	n.c.	n.c.
Fabrègues (34) (France)	Usine	Location	non	16 400 m²	Sous-stations clés en main	n.c.	n.c.
Bagnères (65) (France)	Usine	Location	non	3 500 m²	Parafoudres pour haute et moyenne tension	n.c.	n.c.
Petit Quevilly (76) (France)	Usine	Location	non	34 400 m²	Transformateurs	n.c.	n.c.

4.9.5.2. Business Unit Systèmes

Localisation	Nature du bien	Location/ pleine propriété	Existence de sûretés sur le bien immobilier	Superficie	Produits fabriqués	Capacité de production	Taux d'utilisation des équipements (%)
Stafford (Royaume-Uni)	Plateforme de tests	Location	non	1 496 m²	n.a.	n.a.	n.a.

4.9.5.3. Business Unit Services

Localisation	Nature du bien	Location/ pleine propriété	Existence de sûretés sur le bien immobilier	Superficie	Produits fabriqués	Capacité de production	Taux d'utilisation des équipements
Stafford (Royaume-Uni)	Entrepôt et bureaux	Location	non	2 500 m²	n.a.	n.a.	n.a.
Salford (Royaume-Uni)	Entrepôt et bureaux	Location	non	21 000 m²	n.a.	n.a.	n.a.
Villeurbanne (69) (France)	Atelier, entrepôt et bureaux	Propriété	non	5 200 m²	Rénovations pièces de disjoncteurs	n.a.	100
Vénissieux (69) (France)	Usine et bureaux	Location	non	4 815 m²	Réparation transformateurs	15 000 j/h	n.a.
Regensburg (Allemagne)	Atelier, entrepôt et bureaux	Une partie en propriété et une partie en location	non	1 297 m²	Réparation de disjoncteurs et réhabilitation	n.a.	n.a.
Mâcon (71) (France)	Usine	Propriété	non	2 306 m²	Cellules moyenne tension	n.a.	n.a.
La Prairie (Canada)	Usine, bureaux	Propriété	non	3 817 m²	n.a.	n.a.	n.a.
Tizayuca (Mexique)	Bureaux	Propriété	non	1 641 m²	n.a.	n.a.	70
Noida (Inde)	Bureaux	Location	non	1 219 m²	n.a.	n.a.	n.a.
Linz (Autriche)	Entrepôt et bureaux	Propriété	non	2 765 m²	Équipements pour disjoncteurs et sous-stations	45 500 heures	80

4.9.5.4. Business Unit Automation

Localisation	Nature du bien	Location/ pleine propriété	Existence de sûretés sur le bien immobilier	Superficie	Produits fabriqués	Capacité de production	Taux d'utilisation des équipements (%)
Lattes (34) (France)	Bureaux	Crédit-bail	non	9 000 m²	n.a.	n.a.	n.a.
Massy (91) (France)	Bureaux	Location	non	9 991 m²	n.a.	n.a.	n.a.
Stafford-St-Leonard (Royaume-Uni)	Usine (80 % bureaux, 20 % production)	Location	non	10 200 m²	MiCOM relays	20 % de la superficie	85
Bellevue, WA (États-Unis)	Bureaux	Location	non	9 700 m²	n.a.	n.a.	n.a.
Pallavaram Works (Inde)	Usine	Location	non	22 000 m²	MiCOM relays	80 % de la superficie	85
Shanghai (Chine)	Usine (50 % bureaux, 50 % production)	Location	non	4 000 m²	MiCOM relays	50 % de la superficie	60

4.10. Les clients et les fournisseurs d'AREVA

4.10.1. LES CLIENTS D'AREVA

Répartition du chiffre d'affaires consolidé 2005 par zone géographique

Source : AREVA.

Les clients finaux d'AREVA sont majoritairement les grands électriciens, des entités publiques (réseaux de distribution électrique publics, agences en charge de la fin du cycle nucléaire etc.) ou encore des grands industriels.

Sur le plan géographique, la base de clientèle est majoritairement située en Europe, aux États-Unis et au Japon. Le Groupe est également présent sur les nouveaux marchés en développement et notamment en Chine, en Inde, au Brésil, en Afrique du Sud et aux Émirats arabes unis (T&D).

Parmi les principaux clients du Groupe, on peut citer EDF, VATTENFALL, TVO, E.ON, RWE, ENBW, ENTERGY, DUKE, le CEA et l'US DOE. Ils représentent 41 % du chiffre d'affaires 2005 consolidé du Groupe et les cinq plus importants d'entre eux environ 34 %. EDF, le client le plus important, représente près de 20 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe.

En termes d'organisation, les Business Units sont responsables de leurs engagements commerciaux et disposent d'équipes commerciales dédiées. Ces équipes ont une expertise forte sur leurs métiers respectifs et garantissent une bonne réactivité face aux évolutions de leurs marchés.

Afin d'assurer la cohérence et l'efficacité de l'action commerciale du Groupe, la Direction "Internationale & Marketing" a en charge de proposer la stratégie commerciale au Directoire d'AREVA, en s'appuyant notamment sur un réseau international, un marketing Groupe et des gestionnaires de grands comptes. Ces derniers ont pour vocation de favoriser une relation durable avec les principaux clients, dans le cadre d'un "plan d'action client" approuvé en Comité exécutif et portant sur l'ensemble des activités commerciales du Groupe. Ils animent chacun une équipe transverse constituée des principaux intervenants des Business Units du Groupe en relation avec le client.

Les offres globales, impliquant plusieurs Business Units du Groupe, sont assurées par des équipes projets sous la supervision des Directions commerciales des filiales et de la Direction Internationale & Marketing.

Nucléaire

Pour les activités nucléaires, les clients sont en nombre restreint, et les dix principaux clients du Groupe représentent 58 % du chiffre d'affaires de ses activités nucléaires. Les marchés traités sont généralement de taille significative (contrats pouvant aller jusqu'à plusieurs centaines de millions d'euros). EDF est le premier client avec environ 30 % du chiffre d'affaires de l'ensemble des pôles Nucléaires. La répartition géographique des clients est diversifiée avec une forte présence européenne qui représente environ 71 % des activités nucléaires en 2005.

Il est à souligner que les activités nucléaires bénéficient d'une bonne visibilité commerciale au travers de grands contrats (notamment dans les métiers du cycle du combustible et de la construction de réacteurs) ou de services à caractère récurrent.

- Dans le Pôle Amont, les contrats de fourniture d'uranium, les services associés (conversion et enrichissement) ainsi que l'assemblage du combustible, sont généralement signés pour des périodes variant de 3 à 7 années.
- Dans les Réacteurs & Services, les contrats de construction de réacteurs s'étalent de 5 à 7 années, ceux concernant la fabrication de gros composants sont en général de 3 à 4 ans et les contrats de fourniture de services durent de quelques jours à 2 ans.
- Enfin, dans les activités du Pôle Aval, les contrats de traitement et de recyclage ont des durées longues, voire très longues : 3 ans à plus de 10 ans.

Sur les contrats long terme dans les métiers du cycle nucléaire, AREVA bénéficie en général d'engagements fermes, avec des flexibilités limitées sur les quantités et des prix fixes et/ou indexés sur des indices généraux ou propres à l'industrie nucléaire. C'est notamment le cas pour les ventes d'uranium, de services d'enrichissement ou de traitement/recyclage aux grands électriciens. Spécifiquement pour l'uranium, AREVA privilégie actuellement une stratégie commerciale visant à accroître les contrats intégrant des prix de marché pour pouvoir bénéficier à l'avenir d'une poursuite du mouvement haussier du marché.

À titre d'exemple, le contrat de traitement-recyclage signé avec EDF porte sur la période 2001-2007 avec une rémunération forfaitaire et révisée mensuellement par application d'une formule d'indexation. Sur cette base, ce contrat devrait représenter un chiffre d'affaires de 4 milliards d'euros sur la période 2001-2007.

Enfin, conformément aux pratiques de marché, un certain nombre de garanties (de performance, pénalités de retard, responsabilité pour défaut de livraison, etc.) sont consenties aux clients, notamment dans le cadre de la fourniture de réacteurs ou d'équipements lourds. Ces garanties peuvent représenter des montants très importants. Toutefois, la politique du Groupe est de limiter le montant de ces garanties ou des pénalités prévues en cas de défaillance, à une partie du montant du contrat. Le Groupe veille également à exclure de ses contrats les clauses de responsabilité pour les dommages indirects ou immatériels comme, par exemple, les pertes d'exploitation du client consécutives à une défaillance d'un produit ou service (cf. section 4.15.3.1. sur les risques liés à ces garanties et la section 5.1.3.8.8).

Transmission & Distribution

À l'inverse de l'activité des pôles Nucléaires, la base de clientèle des activités T&D est très large (de 25 000 à 30 000 clients) pour des contrats dont les montants sont généralement de l'ordre de quelques millions d'euros. Les dix premiers clients du Pôle Transmission & Distribution représentent environ 10 % du chiffre d'affaires du Pôle.

L'organisation commerciale du Pôle Transmission & Distribution est centralisée par un réseau de ventes international (ISO) présent dans 100 pays et qui assure la continuité et la coordination de la relation commerciale sur la globalité de l'offre du Pôle. La force de vente est organisée en 13 régions et comprend environ 1 200 collaborateurs. Par ailleurs, les lignes de produits dans les Business Units d'AREVA TD disposent de forces de ventes dédiées importantes, qui agissent en coordination avec la structure centrale ISO.

La création en 2004 d'une politique de gestion coordonnée des grands comptes a permis de développer des relations privilégiées et durables avec des clients de dimension internationale et leaders sur leur marché tels que EDF (France), National Grid Transco (Royaume-Uni), Hydro Quebec (Canada), E-ON (Allemagne). Cette nouvelle approche qui s'intègre dans la stratégie commerciale du Groupe prévoit par exemple d'anticiper avec les clients les évolutions futures des réseaux électriques.

Les principaux clients du Pôle, par grandes catégories, sont :

- pour les électriciens intégrés : Duke Energy (États-Unis) et E.ON (Allemagne), STEG (Tunisie), Dewa (Dubaï), WAPDA (Pakistan), EGAT (Thaïlande), Vattenfall (Suède), CFE (Mexique), Eletrobras (Brésil) et Gecol (Libye),
- pour les compagnies de transmission constituées à la suite de la dérégulation : NGT (Royaume-Uni), Trans-Elect et ATC (États-Unis), RTE (France), State Grid Corporation (Chine),
- pour les grands industriels gros consommateurs d'électricité : Arcelor, Bao Steel, Chevron, Alcan, Alba, Volkswagen, SNCF.

4.10.2. LES FOURNISSEURS D'AREVA

Le Directeur des Achats du Groupe est membre du Comité de Direction AREVA. Les Directeurs des Achats des filiales de premier rang lui sont rattachés fonctionnellement et sont membres des Comités de Direction de leurs filiales. La Direction des Achats Hors Production, rattachée au Directeur des Achats du Groupe a été créée en 2004. Elle coordonne et globalise ces achats, au travers d'accords cadre, pour l'ensemble des filiales d'AREVA et à l'échelle mondiale.

Quatre principes directeurs composent la politique Achats :

- Analyser les marchés et construire un panel mondial de fournisseurs. Il s'agit de rechercher systématiquement les meilleures sources mondiales, en termes de qualité et de réduction des coûts, tout en concentrant les achats sur un petit nombre de fournisseurs.
- Encourager le progrès continu et stimuler la créativité des fournisseurs, dans le cadre de contrats précisant les objectifs de qualité, de coût et de délais.
- Intégrer la fonction Achats le plus en amont possible dans tous les mécanismes de décision impliquant les fournisseurs.
- Améliorer l'efficacité de la fonction Achats par un contrôle permanent de sa performance.

AREVA n'a pas de dépendance notable vis-à-vis de ses fournisseurs hormis EDF pour le contrat de fourniture d'électricité pour l'enrichissement destiné à l'exportation (voir section 4.4.3.5.). Sur certaines activités spécifiques, le Groupe dispose d'un nombre restreint de fournisseurs. Il y est fait référence dans les Business Units concernées (sections 4.4.1. à 4.7.4.).

Plusieurs faits marquants sont à noter en 2005 :

- Le Groupe place le développement durable au cœur de sa stratégie. La fonction Achats l'a relayé en 2005 auprès de ses fournisseurs, en leur demandant de signer nominativement l'Engagement de développement durable applicable aux fournisseurs du groupe AREVA.
- En cohérence avec le développement des activités du Groupe à l'international, les Achats ont élargi leurs panels de fournisseurs dans de nombreux pays : Chine, Inde, Russie, Brésil, Afrique du Sud, Turquie, République tchèque, Mexique, Malaisie…
- En collaboration avec l'Université AREVA, la fonction Achats a mis en place des formations métier dispensées à l'ensemble de ses collaborateurs.

4.11. Ressources humaines

La fonction Ressources Humaines est dirigée par le Directeur des Ressources Humaines du Groupe, membre du Comité Exécutif d'AREVA, et organisée par filiales et régions.

Les rôles sont répartis entre AREVA, ses filiales, les régions et les Business Units du Groupe.

Les principaux enjeux des Ressources Humaines sont les suivants :

- **Renforcer la culture du Groupe** en partageant un socle de valeurs et de pratiques communes pour en faire un modèle de développement des collaborateurs, équilibré et ouvert, axé sur le respect et la prise en compte des diversités et des cultures locales des pays où le groupe AREVA est implanté.
- **Favoriser le recrutement, le développement et la mobilité** des talents en donnant aux responsables opérationnels et ressources humaines tous les moyens d'anticiper et d'accompagner les évolutions économiques du Groupe et les attentes sociétales.
- **Participer à la construction du groupe AREVA** en faisant notamment de la politique sociale un levier d'accompagnement du changement. Cela suppose d'accompagner et de faciliter les restructurations avec une approche solidaire, innovante et responsable.

L'ensemble de ces enjeux est cohérent avec les valeurs du développement durable et le modèle de management du Groupe AREVA Way (cf. section 4.12.), dont la DRH contribue à assurer la promotion dans le Groupe.

Pour répondre à ces enjeux, le Groupe a posé les bases de sa marque RH "Talent Builder": Attirer, Fidéliser, Développer et Reconnaître tous les talents.

La fonction Ressources Humaines a trois grands domaines d'activité :

- **Ressources Humaines et Développement managérial :** définition et animation au niveau mondial des politiques nécessaires à l'évaluation et au développement des cadres du Groupe. En liaison étroite et permanente avec les Directions de la Communication et du Développement Durable, son activité vise, par le réseau RH, au développement de la culture du Groupe et à une meilleure compréhension de la politique RH et de ses process.
- **Politique sociale :** définition et coordination de la politique sociale du Groupe en liaison avec le réseau des responsables des relations sociales des filiales.
- **Études stratégiques et politiques RH :** réalisation d'analyses sur tout sujet ayant un impact sur les ressources humaines du Groupe et mise en œuvre d'actions adaptées, et plus particulièrement la politique salariale du Groupe, l'épargne salariale, la démographie, la formation professionnelle, plus généralement la stratégie de la filière.

NB : Les éléments relatifs à l'année 2005 en matière de ressources humaines sont décrits dans le rapport social figurant à la section 5.2.3.

4.12. Développement durable et progrès continu

Le développement durable vise à répondre aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures à satisfaire les leurs. Il s'agit de l'un des fondements de la stratégie industrielle du groupe AREVA. Il est mis en œuvre dans une démarche de progrès continu afin d'atteindre trois objectifs clés : soutenir une croissance rentable, être socialement responsable et respecter l'environnement. Le développement durable s'inscrit dans les valeurs du Groupe qui ont été précisées par une charte d'éthique s'appuyant sur les principes du Pacte mondial de l'ONU et sur les principes directeurs de l'OCDE.

Cette ambition est déclinée au travers de dix engagements mis en œuvre au sein du Groupe dans le cadre du processus de progrès continu AREVA Way :

- **performance économique** : assurer la pérennité du Groupe par une croissance rentable à long terme,
- **innovation** : développer et maîtriser les technologies les plus avancées pour anticiper les besoins des clients du Groupe et accroître sa compétitivité en répondant aux exigences de sûreté, de sécurité et de protection de l'environnement,
- **satisfaction des clients** : être à l'écoute des attentes des clients, anticiper leurs besoins, accompagner leur développement, faire progresser et mesurer leur satisfaction,
- **implication sociale** : favoriser l'épanouissement professionnel des collaborateurs du Groupe et veiller à la qualité de leurs conditions de travail,
- **gouvernance** : conduire une gestion responsable des activités du Groupe et rendre compte à l'ensemble des parties prenantes (actionnaires, organes sociaux et collaborateurs) de façon fidèle et régulière,
- **dialogue et concertation** : établir des relations de confiance avec les différentes parties prenantes des activités du Groupe,
- **intégration des territoires** : participer au développement économique et social des territoires où le Groupe est implanté,
- **respect de l'environnement** : limiter les impacts des activités du Groupe sur l'environnement en réduisant ses consommations des ressources naturelles, en maîtrisant ses rejets et en optimisant la gestion de ses déchets,
- **prévention et maîtrise des risques** : mettre en œuvre une organisation et des moyens pour identifier, prévenir et maîtriser les risques liés à l'activité du Groupe, qu'ils soient technologiques, humains et financiers,
- **progrès continu** : mobiliser tous les niveaux hiérarchiques du Groupe, sous l'impulsion de son Comité Exécutif, afin d'assurer un progrès régulier de ses différents engagements en matière de développement durable.

AREVA Way est intégré au processus général de gestion du Groupe. Il repose sur un référentiel permettant à chaque entité d'auto-évaluer ses performances au regard des dix engagements de développement durable du Groupe et de définir en conséquence ses plans de progrès. Il est rendu compte des résultats auprès des instances de direction à l'occasion des réunions stratégiques et budgétaires. Les choix d'objectifs d'amélioration et d'allocation de moyens sont faits en conséquence et traduits dans les budgets.

La mise en œuvre de ce processus est animée par la Direction du Développement Durable et du Progrès Continu. Elle prend en compte les politiques et actions du Groupe en terme de prévention des risques (cf. section 4.15.2.3.), en matière de relations sociales (cf. rapport social section 5.2.) et de protection de l'environnement (cf. rapport environnemental section 5.3.).

NB : Les éléments relatifs à l'année 2005 en matière de développement durable sont décrits dans le rapport social figurant au chapitre 5.2. Par ailleurs, une présentation complète sur le développement durable est présentée dans les documents "Faits et chiffres développement durable 2005" et "AREVA en 2005", qui sont disponibles auprès du Groupe sur simple demande et qui peuvent être consultés sur son site www.areva.com.

4.13. Politique d'investissement

Le Groupe a poursuivi, historiquement, une politique d'investissements importants et réguliers afin d'assurer son développement à long terme, dans le respect des exigences de développement durable, de recherche de rentabilité et de création de valeur pour ses actionnaires.

Leader mondial dans les métiers de l'énergie nucléaire, AREVA entend d'abord se développer par croissance interne et par une politique de croissance externe sélective. Cette stratégie a pour but de renforcer localement ses positions (notamment en Amérique du Nord), d'accélérer son développement international, d'anticiper les exigences des clients, et de s'assurer de la meilleure technologie disponible sur le marché.

4.13.1. ANNÉE 2005

Les investissements corporels et incorporels bruts (avant cession) ont été en hausse, passant de 519 millions d'euros en 2004 à 535 millions d'euros en 2005.

Cette évolution résulte essentiellement d'un accroissement des investissements opérationnels bruts. Dans les activités nucléaires, l'année 2005 est marquée par une très nette progression des investissements, cohérente avec les objectifs stratégiques annoncés par le Groupe. Ainsi, 488 millions d'euros d'investissements opérationnels bruts y ont été réalisés en 2005, contre 366 millions d'euros en 2004. Cette progression provient principalement du développement des projets miniers, et dans une moindre mesure de la préparation du chantier de construction de l'usine GB II dans le Pôle Amont. Elle est également liée aux dépenses de développement pour la certification de l'EPR aux États-Unis. Dans le Pôle Transmission & Distribution, les investissements opérationnels bruts sont stables.

Les cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles sont passées de 105 millions d'euros en 2004 à 66 millions en 2005.

Les investissements financiers sont en revanche en baisse significative en 2005. Les investissements financiers nets des cessions s'établissent à 298 millions d'euros en 2005, contre 739 millions d'euros en 2004. L'année 2005 a été marquée par l'utilisation de plus de 530 millions de trésorerie pour l'acquisition de titres dédiés au sein du portefeuille de couverture des obligations de fin de cycle, en compensation de la sortie des titres Suez reclassés en "titres disponibles à la vente". Le Groupe a également souscrit à l'augmentation de capital réalisée par Suez, pris une participation de 21,2 % dans REpower (secteur de l'éolien). Il a en revanche cédé ses participations dans Brime Assystem et dans ERA, société australienne spécialisée dans l'uranium et a vendu des sociétés de son Pôle Transmission & Distribution, car l'année 2004 avait été marquée par l'acquisition du Pôle Transmission & Distribution pour un montant de 913 millions d'euros[1].

4.13.2. ANNÉE 2004

Les investissements corporels et incorporels bruts ont été en hausse significative, passant de 365 millions d'euros en 2003 à 519 millions d'euros en 2004. Les cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles sont passées de 29 millions d'euros en 2003 à 105 millions d'euros en 2004, avec notamment la cession en 2004 d'un immeuble à Lyon (France).

Les investissements corporels et incorporels nets sont ainsi passés de 336 millions d'euros en 2003 à 486 millions d'euros en 2004. Cette évolution résulte notamment de l'intégration de l'activité de Transmission & Distribution (T&D) début 2004, qui a généré un flux d'investissement net de 57 millions d'euros sur l'année. Concernant les activités nucléaires, les investissements ont fortement augmenté dans le Pôle Amont avec le lancement de nouvelles mines au Canada (Cigar Lake) et au Kazakhstan (Katco) et des projets de modernisation des usines dans le combustible. Dans le Pôle Connectique, les investissements nets ont également progressé, passant de 62 millions d'euros en 2003 à 71 millions d'euros en 2004.

Les investissements financiers ont également été en forte progression et sont passés, nets des cessions, d'une ressource de 7 millions d'euros en 2003 (soit un désinvestissement), à un flux d'investissement de 739 millions d'euros en 2004. L'effet principal de cette évolution provient de l'acquisition en 2004 de la branche Transmission & Distribution d'Alstom, pour un montant (hors trésorerie nette des activités acquises) de 913 millions d'euros. Par ailleurs, le Groupe a procédé à des cessions dans le secteur minier (66 millions d'euros) et a encaissé des créances sur des cessions réalisées en 2002.

4.13.3. PERSPECTIVES

Après des années d'activité nécessitant surtout des investissements de maintenance, le Groupe s'est donné les moyens d'accompagner le renouveau de l'énergie nucléaire. Ces dernières années, pour se préparer au redémarrage du nucléaire, le Groupe a relancé ses investissements.

Dans le Pôle Amont, 2,2 milliards d'euros seront investis au cours des 5 prochaines années (2006 – 2011). Dans la Business Unit *Mines*, le plan "TURBO" vise à doubler la production d'ici à l'horizon 2010. Dans la Business Unit *Enrichissement*, les études préalables au lancement de l'usine Georges Besse II - en remplacement de l'usine actuelle GB I - ont été réalisées en 2005. Les travaux seront lancés dès la ratification, par tous les pays concernés, de l'accord d'Almelo.

Dans le Pôle Réacteurs et Services, un investissement de l'ordre de 200 millions d'euros sera consacré à la certification du réacteur EPR auprès des autorités de sûreté, notamment aux États-Unis.

De même, dans la Transmission & Distribution, plus de 200 millions d'euros seront investis en 2006 et 2007 afin d'ouvrir de nouveaux centres de production, au Brésil, au Mexique, en France, en Turquie, en Inde et en Chine.

4.14. Politique de Recherche et Développement, propriété intellectuelle et marques

4.14.1. RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

4.14.1.1. Chiffres clés

(en millions d'euros, IFRS)	2005	2004*	2004
Charges de Recherche et Développement	328	327	402
- dont Nucléaire	65 %	63 %	51 %
- dont T&D	35 %	37 %	30 %
- dont Connectique	-	-	19 %
Nombre de brevets déposés	99	116	214

** Hors FCI (Pôle Connectique), cédé en 2005 et déconsolidé sur l'ensemble de l'année 2005.*

Les dépenses de Recherche et Développement du Groupe représentent 3,2 % du chiffre d'affaires en 2005. Ces dépenses sont stables à périmètre constant. La baisse relative des dépenses de R&D est due uniquement à la cession par AREVA de l'activité connectique, dont le budget en 2005 s'élevait à 75 millions d'euros.

En prenant en compte l'ensemble des coûts engagés pour la Recherche et Développement, l'effort de Recherche et Développement s'élève à 582 millions d'euros en 2005, soit 5,7% du chiffre d'affaires consolidé, à comparer à 484 millions d'euros en 2004 hors activité connectique.

L'augmentation de l'effort de R&D est due d'une part au renforcement de la prospection minière et d'autre part aux développements industriels relatifs au premier réacteur EPR en Finlande et à la certification aux États-Unis.

4.14.1.2. Organisation générale de la Recherche et Développement

Le groupe AREVA a acquis des positions de leader mondial dans ses métiers grâce à une politique dynamique de maîtrise des technologies les plus avancées et d'intégration de ces progrès dans ses produits et services. Cet effort continu depuis l'origine des premières mises en œuvre industrielles de l'énergie nucléaire a permis de constituer un important patrimoine intellectuel, d'assurer une forte avance technologique et de conforter le positionnement du Groupe à l'international. Pour conserver et accroître ce patrimoine et rendre effectives les synergies attendues à la suite de sa création, AREVA s'appuie sur une fonction Recherche et Innovation commune entre ses filiales. Ce mode de fonctionnement intégré permet d'échanger les meilleures pratiques dans l'ensemble du Groupe. Il augmente l'efficacité des actions menées dans des domaines aussi variés que la veille technologique, la gestion du savoir et de l'expertise, la défense du patrimoine intellectuel, l'innovation et le pilotage du portefeuille de projets de Recherche et Développement.

La fonction Recherche et Innovation, animée par la Direction de la Recherche et de l'Innovation d'AREVA, met en place des politiques communes à l'ensemble du Groupe pour des opérations aussi essentielles que l'élaboration des plans d'action Recherche et Développement, la gestion du portefeuille de projets, la gestion de l'expertise et de l'excellence technologique, la gestion du patrimoine intellectuel du Groupe. La fonction Recherche et Innovation a aussi pour objectif de favoriser et de renforcer l'innovation dans le Groupe.

À ce titre, une politique de stimulation de l'innovation a été lancée en 2005, elle s'applique à chacune des Business Units du Groupe et est structurée en trois points :

- constitution par Business Unit d'un portefeuille d'innovations revu à un rythme annuel. Il s'agit d'identifier les sujets dont l'enjeu implique une innovation : enjeu stratégique, problème technique non résolu par les méthodes classiques…
- mise à disposition d'un guide méthodologique appelé EFICA : E pour Explorer, F pour Formaliser, I pour Idées, C pour Construire une solution et A pour Actions. Ce guide est soutenu par différentes méthodes de créativité ainsi que par un processus organisationnel permettant de structurer les initiatives pour aboutir à l'innovation,
- reconnaissance des inventeurs. Les "AREVA Innovation Awards" décernés chaque année depuis quatre ans sont un des éléments de cette reconnaissance.

Pour assurer ses missions, l'organisation de la fonction Recherche et Innovation a mis en place une forme de décentralisation contrôlée : la diversité des activités du Groupe implique une incitation et un contrôle au plus proche possible du terrain pour l'ensemble des actions de Recherche et Développement avec un nombre volontairement limité d'organes de décision "corporate". Pour autant, ces instances sont conçues pour être directement en prise avec les orientations stratégiques et technologiques des entités et des pôles d'AREVA.

4.14.1.3. Partenariats

Sur la base des succès technologiques acquis depuis 30 ans et des succès commerciaux au-delà du cadre national, AREVA se positionne comme un Groupe international, leader mondial dans le secteur des activités nucléaires. AREVA possède aujourd'hui une forte implantation sur les trois grands continents. Le développement du Groupe passe en conséquence par une politique de partenariats scientifiques et techniques prenant en compte cette dimension.

AREVA possède ainsi un important réseau de partenariats avec des laboratoires de recherche internationalement reconnus :

- en France : le CEA à Saclay, Cadarache et Marcoule ; les laboratoires Études et Recherches d'EDF ; le CNRS ; l'École de Chimie de Paris.
- en Allemagne : l'université de Zittau ; le centre de recherche de Karlsruhe…
- aux États-Unis : le MIT ; les universités de Floride, du Texas et de l'Idaho…
- en Chine : Tsinghua-Beijing University…
- en Russie : l'institut de recherche Kurchatov…

L'implication d'AREVA dans l'initiative Generation IV participe à ce mouvement. L'accord intergouvernemental portant sur cette initiative internationale a été signé par plusieurs pays en 2005 pour donner un cadre aux collaborations portant sur les technologies clés nécessaires aux concepts de réacteurs nucléaires de quatrième génération. AREVA s'intéresse à cette initiative auprès de ses partenaires français, européens et étrangers, en particulier pour la filière de réacteurs à haute température ainsi que celles des réacteurs à spectre rapide dans une perspective de développement durable accrue.

En ce qui concerne les accords de partenariat les plus importants, l'accord tripartite de 2002 entre AREVA, le CEA et EDF est en cours de renégociation. Ces accords permettent aux trois partenaires de coordonner leurs efforts et leurs ressources sur les besoins de R&D pour l'amélioration des performances du parc de réacteurs actuels et des combustibles, ainsi que sur la préparation du long terme en développant les technologies clés nécessaires notamment aux futures générations de réacteurs.

Dans le cadre d'applications industrielles à moyen terme (2015), l'effort particulier que mène AREVA sur la filière de réacteur à gaz à haute température (HTR) avec le développement du projet ANTARES bénéficie d'une coopération avec le CEA et EDF dans le cadre de l'accord tripartite et d'un soutien européen dans le cadre du programme RAPHAEL (6e PCRD) lancé en avril 2005.

Par ailleurs, un accord de collaboration existe entre AREVA et le CEA dans le domaine du cycle du combustible nucléaire pour une période de dix ans à compter du 1er janvier 2004. Cet accord a été établi dans le même contexte et avec les mêmes objectifs que l'accord tripartite.

Par ailleurs, les partenariats dans le domaine de la R&D ne se limitent pas aux seules activités nucléaires, mais portent également sur les autres activités du Groupe. L'année 2005 a vu en particulier la montée en puissance de la collaboration entre AREVA T&D et l'université de Tsinghua à travers leur centre de recherche commun. Cette collaboration se traduit par de nombreuses publications au niveau international.

Pour chacun de ces partenariats, la répartition des droits sur les résultats de la recherche se fait en fonction de la part financée par les industriels ou le CEA. Le paiement partiel de l'une ou l'autre des parties peut entraîner un droit d'utilisation pour son propre compte.

4.14.1.4. Principales orientations technologiques

Nucléaire

Les programmes de Recherche et Développement du groupe AREVA visent à répondre aux besoins de ses clients. Ils mettent l'accent sur la sûreté, la réduction des coûts, la minimisation des déchets ultimes, l'économie des ressources naturelles et la préparation des futures générations de systèmes nucléaires.

Développement et modernisation des outils industriels dans l'amont du cycle

La relance d'un nucléaire durable dans de nombreux pays dans le monde va engendrer une demande accrue en uranium, elle est de plus couplée avec la fin des déstockages de HEU. C'est pourquoi 2005 marque une augmentation significative des dépenses de prospection minière. En particulier, des projets d'extraction d'uranium se développent au Kazakhstan, un des pays les plus prometteurs en réserves d'uranium. Des études de modernisation des outils de conversion de concentrés avant enrichissement et d'augmentation des capacités ont démarré afin de faire face à l'augmentation des besoins du marché.

Dans le cadre de la modernisation de Comurhex-Pierrelatte, un nouveau traitement d'effluents a fait l'objet d'essais pilote concluants. Il permettra de diminuer les rejets à l'environnement et de récupérer l'uranium des effluents de lavage des conteneurs d'hexafluorure d'uranium et des résidus de la fluoration.

Il permettra également de traiter des résidus de l'ancien procédé de traitement d'effluents. Les spécifications de l'uranium récupéré autorisent sa valorisation sous forme de combustible après enrichissement. L'implantation de ce procédé interviendra vers 2010.

Optimiser les performances économiques des réacteurs et des combustibles

- **Accroître les performances des combustibles nucléaires**

  Au-delà des succès de ses produits actuels, le Pôle Amont mène des programmes de recherche et d'innovation ambitieux pour améliorer encore les performances (thermohydrauliques, mécaniques et en terme de taux de combustion) et la fiabilité de ses combustibles. Ces programmes concernent le développement de nouveaux matériaux de gainage (nouveaux alliages quaternaires pour une meilleure résistance à la corrosion et des caractéristiques mécaniques accrues) ou de combustible (pastilles dopées au Chrome pour s'affranchir de l'interaction pastille-gaine et réduire le relâchement des gaz de fission) ainsi que le développement de nouvelles conceptions de crayons, de grilles ou d'assemblage. Deux projets ambitieux, sont actuellement en cours de réalisation avec l'objectif de développer les prochaines générations d'assemblages combustibles PWR et BWR respectivement, par une optimisation des solutions existantes associée à l'introduction de concepts innovants.

  Dans ce même objectif et de manière plus spécifique au combustible MOX, à l'issue des travaux d'aménagement, les premières campagnes d'essais ont débuté au Centre de Développement Appliqué. Cette unité, implantée dans l'établissement de AREVA NC /Cadarache, regroupe la plupart des équipements du procédé MOX à taille industrielle en environnement UO_2 et permet :

- de développer et valider, à l'échelle industrielle, les améliorations technologiques du procédé de fabrication du MOX,
- de qualifier de nouveaux fournisseurs pour les approvisionnements stratégiques,
- de tester le matériel mécanique avant sa mise en application industrielle,
- d'aider les fabricants à optimiser les coûts et les techniques d'exploitation,

- **Améliorer les outils de conception des réacteurs et du combustible**

  AREVA fournit un effort très important sur ses outils et codes de calculs. L'optimisation de ceux-ci porte notamment sur l'introduction de modèles physiques avancés tirant parti des capacités croissantes des ordinateurs, la mise en place d'architectures logicielles modulaires, et le développement d'interfaces graphiques ergonomiques. Ces développements permettent d'améliorer la qualité de prédiction des codes mais également les temps de réalisation et la qualité des études. Il est ainsi possible d'envisager et de justifier des conceptions de combustibles et de réacteurs toujours plus performantes et innovantes.

- **Mieux comprendre et anticiper les phénomènes de vieillissement**

  D'importants programmes de Recherche et Développement sont menés en collaboration avec le CEA et EDF. Le but est de mieux comprendre et maîtriser les phénomènes de vieillissement des matériaux en environnement réacteur (irradiation, pression, température, sollicitations mécaniques) afin d'une part d'améliorer notre capacité à prédire et justifier la durée de vie des structures et des équipements et d'autre part de proposer des solutions pour étendre la durée de vie des réacteurs et de leurs composants. Toute année gagnée représente en effet des gains substantiels pour les clients électriciens.

- **Fournir des systèmes modernes de contrôle-commande numérique**

  Les produits et les programmes sur les systèmes de conduite à haut niveau de sûreté sont intégrés aux nouveaux réacteurs du Groupe (comme l'EPR) et proposés (et mis en œuvre) pour le remplacement des anciens systèmes sur les réacteurs existants. Ces systèmes de contrôle-commande avancés permettent d'améliorer l'exploitation et la disponibilité des réacteurs, de réduire les coûts de maintenance ainsi que d'augmenter leur puissance et leur capacité à mieux répondre aux variations de demande du réseau.

Développer les solutions de fin du cycle du combustible les plus performantes :

La plateforme industrielle de La Hague est l'aboutissement de plus de 30 années de recherche et de développement industriels. À ce titre, elle est l'usine de traitement de référence. Elle constitue la "troisième génération" dans une chronologie parallèle au développement des réacteurs. Cette plateforme fait l'objet d'études et d'un retour d'expérience qui permet d'orienter les principaux programmes de recherche.

- **Le soutien à l'outil industriel**

  L'enjeu est d'une part d'optimiser le fonctionnement actuel des usines et d'en assurer la pérennité et d'autre part de s'adapter à l'évolution du marché afin de prendre en compte les nouveaux combustibles à traiter (combustibles UOX à hauts TC, combustibles MOX, combustibles issus de réacteurs de recherche…). Mention doit également être faite des programmes menés pour minimiser l'impact sur l'environnement de l'usine de La Hague dans le cadre de la révision des autorisations de rejet prévue début 2007.

- **Optimiser le traitement des combustibles et diminuer le volume de déchets ultimes**

  Un ambitieux programme de développement est mis en oeuvre pour rénover l'installation de vitrification et permettre une augmentation de productivité et de capacité. Ce programme consistera en une implantation de la technologie du creuset froid, mise au point en partenariat avec le CEA, et qui permettra aussi un traitement d'une gamme plus large de solutions, dont des effluents de rinçage d'ateliers anciens à démanteler. Il s'accompagne d'une formulation spécifique de matrice de confinements pour ces solutions. Il est prévu à court terme de

qualifier d'ici fin 2006, sur le pilote de vitrification échelle 1 disponible au CEA sur le site de Marcoule les équipements (calcinateur, dépoussiéreur, ensemble creuset froid) qui seront implantés sur UP3 en 2007 et UP2 en 2009. Ces programmes permettent également d'étendre l'offre d'AREVA en matière de traitement de nouveaux produits.

- **Améliorer le transport et l'entreposage des combustibles usés**

  Le Pôle Aval développe de nouveaux matériaux (résines, protections biologiques, amortisseurs de choc) pour la conception d'emballages de transport innovants et de solutions intégrées d'entreposage encore plus performantes. Ces nouveaux produits tiennent compte de l'évolution des caractéristiques des combustibles usés. Le dernier en date, le TN 106 pour transporter les RTR, premier emballage modulaire licencié, peut être fabriqué avec des longueurs adaptables à la taille des différents RTR.

Accompagner le déploiement des réacteurs de nouvelle génération (EPR)

- **Qualifier les modèles et méthodes pour les projets OL3 et FL3 et valider la conception détaillée de l'EPR**

  Le rapport de qualification neutronique du modèle de réflecteur lourd a été émis, les méthodes "best estimate" APRP grande brèche sont disponibles pour une utilisation industrielle et la conception des équipements internes de cœur est validée.

- **Certifier la conception de l'EPR aux États-Unis**

  Une équipe projet dédiée a été créée et le travail de certification progresse rapidement. Un programme intensif de soumission de rapports et de réunions techniques avec l'autorité de sûreté américaine (US NRC) est prévu jusqu'à la soumission fin 2007 de la demande de certification de la conception EPR.

Préparer les prochaines générations de réacteurs et usines du cycle associées

Il s'agit de recherches à long terme qui sont indispensables afin de conserver une avance technologique et qui doivent être étudiées comme un système global, réacteur-cycle, c'est-à-dire en prenant en compte une optimisation des critères du développement durable, soit un système économique qui préserve les ressources naturelles, qui minimise l'impact sur l'environnement tout en prenant en compte l'impact sociétal. Il est entre autre indispensable de progresser dans l'apport de l'énergie au plus grand nombre de personnes dans le monde.

Les axes techniques majeurs étudiés à ce jour sont exposés ci-après.

- **Développer les réacteurs à caloporteur à gaz**

  Au-delà du portefeuille des produits avancés actuels (palier N4 et EPR pour la filière réacteur pressurisé, SWR1000 pour la filière bouillante), AREVA en coopération notamment avec EDF et le CEA étudie une nouvelle famille de réacteurs visant la coproduction d'électricité et de chaleur industrielle : les réacteurs à haute température refroidis à l'hélium (HTR). Dans la continuité des efforts de R&D et des études préliminaires des années passées, un projet visant à définir un "preconceptual design" a été lancé 2004. Cet avant-projet sera bouclé en 2006 et débouchera, si les conclusions sont positives, sur des recherches à visée industrielle.

En parallèle, le programme de R&D se poursuit : la ligne de fabrication du combustible à l'échelle laboratoire a récemment été finalisée et les premiers tests de la ligne pilote ont été réalisés en 2005. Le développement des codes de calcul spécifiques HTR se poursuit dans le cadre de l'accord tripartite. AREVA NP est également coordinateur du nouveau projet européen RAPHAEL (ReActor for Process heat, Hydrogen And ELectricity generation) lancé en 2005 dans le cadre du 6e PCRD.

- **Participer au développement de systèmes de quatrième génération**

  D'autres filières de réacteurs font l'objet d'études prospectives de la part du Pôle Réacteurs et Services. Ces concepts concernent des réacteurs faisant pour la plupart appel à des spectres de neutrons rapides, qui garantissent l'accès à des ressources énergétiques pour plusieurs siècles et qui ouvre la voie à une réduction accrue des déchets radioactifs ultimes. Ces concepts constituent des réponses efficaces et durables face aux défis énergétiques et environnementaux à venir et pourraient être déployés l'horizon 2040.

- **Concevoir les nouvelles générations d'usines du cycle du combustible**

  Les futurs combustibles (HTR par exemple) pourraient être très différents des produits actuels. Le Pôle Amont étudie donc leurs procédés d'élaboration dans une approche de fabrication industrielle à grande échelle et à coût compétitif. Afin d'optimiser la fin de cycle, AREVA réfléchit au devenir de ces combustibles usés, qui utilisent des matériaux réfractaires non métalliques (graphite, SiC carbure de silicium).

  D'autre part, AREVA mène des programmes avec le CEA, dans le cadre de la recherche liée à la loi "Bataille" de 1991. L'objectif est de préparer les usines du cycle devant accompagner le déploiement des réacteurs de quatrième génération. Bien entendu, le retour d'expérience des installations du Groupe est tout à fait primordial dans l'identification de ces programmes de recherche.

Technologies émergentes

Quelques exemples significatifs de technologies émergentes qui contribuent à des enjeux cruciaux tels que les technologies sécuritaires ou de l'énergie.

AREVA TA a montré, à travers le projet ECORAIL, dont les essais se sont terminés fin 2005, que des technologies sécuritaires utilisées dans le contrôle commande des chaufferies embarquées pouvaient avoir des applications en dehors du nucléaire car il s'agissait d'optimiser le fonctionnement de passages à niveau. Ce projet dont elle assurait la maîtrise d'œuvre et fournissait le système de localisation embarqué, rassemblait aux côtés de l'ESA, quelques grandes entreprises du transport ferroviaire ainsi qu'un opérateur autrichien.

L'objectif du projet était de coupler une localisation par satellite, une cartographie de la voie ferrée et une odométrie embarquées pour localiser en sécurité et avec un minimum de matériel à la voie,

la position d'un train de façon à déclencher par radio et en sécurité la fermeture d'un passage à niveau. Les essais du système se sont déroulés de façon satisfaisante et en conditions réelles sur une ligne de chemin de fer en exploitation commerciale.

Dans le domaine de l'énergie, Hélion, filiale de AREVA TA, a mis au point le premier cœur de pile à combustible français, deux ans après la présentation du groupe de secours Helps de 5 kWe et à peine un an après le démarrage de sa pile de 20 kWe, Hélion réussit une nouvelle percée technologique avec sa ligne de produits Syspac.

Ce système intégré à base de pile à combustible de type PEM (Proton Exchange Membrane), qui est capable de délivrer une puissance électrique de 20 kWe aujourd'hui, à 50 kWe prochainement, fonctionne de façon automatique en mode hydrogène-oxygène purs et dispose d'un très haut niveau de fiabilité et de disponibilité.

Syspac vise des applications où la continuité de la fourniture électrique est un impératif vital ou de sûreté.

Transmission & Distribution

La recherche dans ce Pôle est également un domaine très important avec des cycles courts en comparaison des activités du nucléaire. C'est un élément clé du positionnement concurrentiel. Le Pôle a consacré 3,6 % de son chiffre d'affaires à la R&D en 2005. Les grands domaines de recherche concernent :

- **Les équipements et systèmes de puissance y compris la transformation et l'interruption du courant électrique (courant alternatif)**

  Aujourd'hui le marché exige des transformateurs disposant à la fois d'une capacité de surcharge accrue et d'une aptitude à supporter les régimes transitoires en termes de courts-circuits et de surtensions, ainsi qu'une fiabilité de service et un positionnement technico-économique optimum. Dans l'interruption de courant, les clés du succès résident dans la mise en œuvre d'une plate-forme commune de technologie de coupure dans le cadre de la rationalisation des produits. Le développement des produits et solutions pour les nouveaux marchés est déjà bien avancé. L'expansion géographique aux États-Unis exige une conformité aux standards ANSI, quant au marché chinois et aux autres marchés à forte croissance (Inde, Russie…), les spécifications locales tant techniques que climatiques doivent être respectées.

- **Électronique de puissance en courant continu**

  Il s'agit certainement de la technologie la plus porteuse pour l'avenir des applications de T&D. Cette technologie évolue à un rythme élevé tant dans la technologie offerte que dans la performance économique.

  L'optimisation des réseaux existants via l'accroissement de leurs capacités d'une part et l'amélioration des possibilités de partage et répartition d'autre part sont autant d'applications nouvelles qui apparaissent pour les FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) dans de nombreuses configurations en place. En outre, AREVA T&D est impliqué dans plusieurs programmes européens de recherche sur les matériaux qui seront utilisés dans le futur pour les applications d'électronique de puissance.

- **Contrôle numérique et systèmes d'information**

  Le traitement des données est devenu une fonction essentielle pour l'optimisation de l'exploitation et la croissance du marché de l'électricité actuellement en pleine mutation. Les logiciels de SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), ainsi que de gestion des actifs et du négoce de l'énergie peuvent traiter en temps réel tant les capacités totales et disponibles de production et de transmission, que la livraison et la tarification des transactions d'énergie lors des pics de consommation sur les "spot markets". Il est indispensable que les systèmes d'information et de télécommunication intégrés soient aptes à gérer ces fonctions ainsi que leurs futures évolutions.

  L'évolution considérable des technologies en électronique au cours des dix dernières années a permis la généralisation de la digitalisation pour les composants électroniques intelligents (IED) ainsi que pour les échanges de données. Une installation pilote impliquant différents IED existe déjà. Elle démontre ainsi grandeur nature la parfaite communication et intégration entre tous les équipements d'automatisme du poste via la norme IEC 61 850.

Parmi les développements de l'année 2005, les plus significatifs sont :

- **le système de dégivrage développé pour Hydro-Québec :** En janvier 1998, le réseau de Hydro-Québec a été rendu totalement inopérant suite à une période de gel particulièrement longue et sévère. L'approvisionnement en électricité a été interrompu suite à l'effondrement du réseau. Ceci a induit une prise de conscience de la vulnérabilité des systèmes de distribution à ce type d'intempéries. Hydro-Québec et TransEnergie ont décidé de sécuriser au moins une ligne d'alimentation. Deux solutions se présentaient, soit consolider mécaniquement les lignes, mais ceci engendrait une reconstruction des lignes, soit imaginer un système de dégivrage des lignes accompagné du renforcement des structures existantes. T&D a développé ce système, c'est-à-dire utiliser le courant haute fréquence pour fournir de la chaleur permettant le dégivrage. Le premier système HVDC a été installé sur la sous-station de Lévis, il a permis de générer suffisamment de courant pour dégivrer les lignes sur 240 km,

- **T&D a également élargi sa gamme de disjoncteurs (dead tank).** Dans un premier temps pour le marché américain, le premier disjoncteur a été fourni fin 2005 dans un système à 2 boucles fermées, 60 Hz, 550 kV, 63 kA. Ce nouveau disjoncteur (DT-550) comprend une résistance de fermeture et un mécanisme hydraulique. Ce nouveau produit répond également aux spécificités des marchés chinois et russe, pour une application dans des zones de climat pouvant être très froid (Russie). Une variante a été développée pour les zones de climat très froid en introduisant en plus un banc chauffant permettant de fonctionner à -50°C,

- **Distributed recording system :** AREVA T&D s'est engagé suite à la publication de la norme IEC 61 850 dans le développement de cette technologie. Il a, pour débuter cette nouvelle gamme, développé un système d'enregistrement des défauts et des perturbations du courant. Ce système offre une solution à la pointe de l'innovation, qui permet à la fois de réduire les coûts et d'avoir de meilleures fonctionnalités.

4.14.2. PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE ET MARQUES

Les aspects relatifs à la propriété intellectuelle, les droits, les brevets, les marques et plus généralement le savoir-faire jouent un rôle important dans le fonctionnement quotidien du Groupe et donc dans la production et la protection des produits, des services et des technologies d'AREVA. Le développement et la gestion systématique de ce patrimoine (au niveau de chaque Business Unit) visent en premier lieu à protéger les connaissances et les savoir-faire spécifiques du Groupe. Ils constituent également un facteur clé de succès lors des négociations d'accords de transferts de technologies ou d'octroi de licences d'exploitation de procédés, qui deviennent la règle dans les grands projets internationaux.

La construction d'un patrimoine et d'une culture technologique commune suppose également l'émergence d'une doctrine partagée par les entités du Groupe. Il s'agit de définir de façon simple et transparente les règles permettant les échanges de technologies innovantes et matures entre les entités du Groupe. L'objectif est d'assurer une utilisation et une valorisation d'ensemble optimales tout en assurant des mécanismes équitables de rémunération.

Conscient de l'enjeu stratégique que représente la protection adéquate de son patrimoine intellectuel, le groupe AREVA a maintenant une organisation impliquant toutes ses entités pour mutualiser ses moyens dédiés et renforcer leur rôle en matière de propriété intellectuelle. Le groupe AREVA est à la tête d'un portefeuille très significatif de brevets. En 2005, 99 premiers dépôts ont été effectués dont 54 par AREVA NP, 25 par AREVA T&D, 17 par AREVA NC et 3 par AREVA TA.

La politique en matière de propriété intellectuelle mise en place au sein du Groupe porte sur l'ensemble du patrimoine intellectuel, qu'il s'agisse de connaissances brevetables ou non brevetables. Les modalités de protection des connaissances et du savoir sont adaptées à la diversité des activités des Business Units. Ainsi, dans les activités de conception de grands systèmes comme les réacteurs nucléaires, il convient de distinguer le domaine du design et de la fabrication du domaine relatif aux codes de calcul. Il est fondamental de constituer un portefeuille conséquent de brevets sur la partie design et fabrication : une telle démarche confère un avantage concurrentiel et permet le cas échéant de défendre nos droits lorsque ces derniers sont menacés. Ceci est particulièrement vrai pour les nouveaux développements réalisés pour le HTR mais également pour toutes les améliorations concernant l'EPR. En revanche, une partie significative des connaissances est intégrée dans les codes de calcul qui ne sont totalement utilisables qu'avec les bases de données expérimentales qui les valident : ces spécificités rendent de fait assez difficile l'émergence de nouveaux entrants et minimisent l'intérêt d'une protection à travers de nombreux brevets dont le bénéfice en terme de protection est relatif, le caractère secret de ces codes constituant une solide protection.

Le savoir-faire en matière d'ingénierie est généralement consigné dans les livres de procédés qui accompagnent la livraison des installations aux clients. Bien entendu, le transfert des connaissances dans le cadre de ces livres de procédés ne permet pas aux clients de les diffuser auprès de tiers. Certains éléments clés des procédés et des équipements font toutefois l'objet de brevets spécifiques. Par exemple, les activités de l'usine de La Hague (dont les technologies ont été largement exportées vers le Japon) sont protégées par plus de 100 brevets spécifiques.

Les équipements de mesure et de contrôle (détecteurs nucléaires, contrôle non destructif, contrôle commande) mettent en œuvre des innovations technologiques généralement protégées par des brevets. Dans les technologies nucléaires, les innovations permettant de renforcer la radioprotection ou de diminuer la dose d'exposition aux rayonnements ionisants lors d'interventions font partie des avantages concurrentiels d'AREVA notamment dans ses activités d'assainissement, de logistique et de démantèlement.

4.15. Risques et assurances

4.15.1. ORGANISATION GÉNÉRALE EN MATIÈRE DE GESTION ET DE MAÎTRISE DES RISQUES

4.15.1.1. Organisation de la Direction des Risques et des Assurances

La politique de gestion des risques et des assurances définie par le Directoire d'AREVA sur proposition de la Direction des Risques et des Assurances (DRA) a pour objectif de prévenir et réduire les conséquences de la manifestation de certains événements potentiels sur ses résultats et sur la réalisation de ses objectifs stratégiques.

La DRA, en collaboration étroite avec les directions opérationnelles, est responsable de la mise en œuvre de cette politique. Elle élabore les outils méthodologiques qui assurent la cohérence du traitement des risques entre les filiales, les assiste dans leur utilisation et favorise l'échange des bonnes pratiques. La DRA consolide l'appréciation des risques au niveau du Groupe. En terme de financement, la DRA arbitre entre la conservation d'une partie de ces risques et leur transfert aux marchés de l'assurance et de la réassurance à travers les programmes mondiaux et globaux du Groupe.

4.15.1.2. Cartographie des risques

Une cartographie des risques a été initiée par le Groupe dès sa création en 2001 et se poursuit annuellement.

La réalisation de cette cartographie a pour principaux objectifs :

- l'identification formalisée des risques opérationnels,
- la caractérisation de ces risques afin de pouvoir les hiérarchiser,
- la définition et la mise en œuvre de plans d'actions visant à les maîtriser.

La DRA pilote cette démarche à travers :

- la mise en place d'outils méthodologiques et de référentiels communs,
- l'animation d'un réseau de près de 120 correspondants risques déployé au sein des unités opérationnelles et formés au sein de l'Université AREVA,
- le suivi des plans d'actions.

Les cartographies font l'objet d'une présentation annuelle aux comités de direction des Business Units ainsi qu'aux comités exécutifs des filiales principales. Cette démarche couvre l'ensemble du périmètre du groupe AREVA.

Le plan pluriannuel d'audit du Groupe est construit sur la base des résultats de la cartographie, remise à jour chaque année. Des missions d'audit sont ensuite menées par la Direction de l'audit, tant au niveau des entités qu'au niveau de la DRA, pour en assurer le suivi permanent.

4.15.1.3. Gestion des risques

La notion de risque s'applique aussi bien aux réalisations de chaque entité du Groupe (maîtrise des risques courants portant sur les réalisations, une fois les décisions prises, et des risques portant sur une situation particulière) qu'à l'atteinte de leurs objectifs et la mise en œuvre de la stratégie d'entreprise (prise de risque dont on attend un bénéfice).

Dans tous les cas, la gestion du risque procède d'une démarche méthodologique commune. Le point de départ est l'analyse du risque. L'objectif à atteindre est le contrôle permanent du risque jusqu'à son traitement maximum. En conséquence, les Business Units déterminent des "cartographies opérationnelles" à partir desquelles elles proposent et mettent en œuvre des "plans d'actions".

La gestion des risques courants se caractérise donc par :

- un processus continu et documenté comprenant l'identification, l'analyse, la hiérarchisation, l'optimisation, le financement et le suivi des risques ;
- un champ d'action large, portant sur toutes les activités tant opérationnelles (fabrications, ventes, réalisation de projets ou de services, etc.) que fonctionnelles (financement, contraintes juridiques, engagements contractuels, organisation, relations humaines, etc.) du Groupe ;
- une contribution à l'optimisation des ressources et à la réduction des coûts ;
- l'élaboration de plans de continuité et de plans de gestion de crise.

Processus de la gestion des risques dans le groupe AREVA

La première étape du processus de gestion des risques est l'identification et la formulation du risque, comme l'illustre le schéma ci-dessus. Pour cela, un Business Risk Model (BRM) a été établi à l'usage des Business Units. Il répertorie en un nombre limité de risques types ou de familles de risques (risques BRM) toutes les situations ou événements prévisibles ou fortuits qui peuvent impacter la sécurité du personnel, les résultats financiers de la Business Unit, voire de la filiale ou du Groupe ainsi que son image de marque. Chaque risque BRM est caractéristique d'une même problématique.

Le BRM a vocation à évoluer en s'enrichissant des bonnes pratiques et du retour d'expérience.

En s'appuyant sur ce BRM, chaque Business Unit établit une cartographie opérationnelle de risques représentant de façon graphique l'importance du risque et son degré de maîtrise à un instant donné. L'établissement de cette cartographie permet de réunir les éléments de proposition et de décision sur la mise en œuvre de plans d'actions destinés à optimiser la gestion de chaque risque et rendre le risque résiduel acceptable pour le Groupe. Les Business Units ont la responsabilité d'analyser et de hiérarchiser leurs risques, de les gérer en mettant en œuvre des plans d'actions avec les moyens appropriés.

Dans chaque filiale, les sections responsables de la gestion des risques, dans leur domaine de compétence, apportent à leur Direction Générale une vision transverse sur les risques et leur maîtrise par les Business Units. Le Comité Exécutif de chaque filiale est alors tenu informé du progrès des plans d'actions et statue sur les risques affectant les objectifs stratégiques du Groupe. Ce processus est en cours de déploiement au sein du Groupe.

Le Groupe attache une importance particulière à la transparence dans la gestion des risques, notamment par une participation active aux commissions locales d'information (dont sont dotés tous les grands sites à risques), par la publication par les principaux sites de résultats des mesures environnementales et plus généralement par la mise en œuvre de sa charte de sûreté nucléaire et de sa politique de développement durable.

4.15.2. GESTION DES RISQUES LIÉS AUX ACTIVITÉS NUCLÉAIRES DU GROUPE

Les installations nucléaires exploitées par AREVA sont réglementairement classées dans différentes catégories correspondant au niveau de risque et à la quantité de matière nucléaire.

Outre les moyens de prévention et de lutte contre les actes de malveillance ainsi que les actions de sécurité civile en cas d'accident, la sécurité des installations consiste notamment à :

- assurer la protection des salariés, de la population et de l'environnement contre les effets nocifs des rayonnements (la radioprotection),
- définir et mettre en œuvre les dispositions destinées à prévenir les accidents et à en limiter les effets (la sûreté nucléaire).

4.15.2.1. Réglementations applicables aux installations nucléaires du Groupe en France et à l'étranger

Réglementation générale

Les activités du Groupe sont soumises à des réglementations nationales et internationales en constante évolution et de plus en plus strictes dans le domaine du nucléaire et de l'environnement. La liste des installations nucléaires de base (INB, cf. Lexique) ou assimilées du groupe AREVA est présentée dans le tableau de la section 4.15.2.2.

Au plan international, l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) ainsi que la Commission européenne ont chacune mis en place un système de contrôle de sécurité des matières nucléaires. D'autres textes internationaux, adoptés sous l'égide de l'AIEA, encadrent la sûreté nucléaire des installations (convention sur la

sûreté nucléaire et convention sur la sûreté de la gestion du combustible usé et sur la sûreté de la gestion des déchets radioactifs en particulier).

Au plan communautaire, les dispositions du traité "Euratom" et de ses textes d'application ont renforcé les aspects relatifs au contrôle des matières nucléaires et mis en place des règles communes concernant notamment la protection sanitaire de la population et des travailleurs contre les rayonnements ionisants ainsi que le transfert des déchets radioactifs.

En France, les installations nucléaires de base (INB) exploitées par le Groupe sont régies par les dispositions du décret n° 63-1228 du 11 décembre 1963 modifié, instituant un régime spécifique et par les dispositions du décret n° 95-540 du 4 mai 1995 relatif aux rejets d'effluents liquides et gazeux et aux prélèvements d'eau des INB et les arrêtés pris pour leur application. Ce régime encadre de manière stricte, par la délivrance d'autorisations spécifiques, la création, l'exploitation, la mise à l'arrêt et le démantèlement des installations et concerne en particulier les règles de sûreté et de qualité, la protection de l'environnement et le contrôle des rejets radioactifs et non radioactifs.

Le projet de loi relatif à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire qui a été adopté en 1re lecture au Sénat le 8 mars et à l'Assemblée nationale le 29 mars 2006, entend donner une valeur législative à la réglementation applicable aux activités nucléaires jusqu'à présent réglementées par le décret n° 63-1228 du 11 décembre 1963 relatif aux installations nucléaires. Outre les modifications propres à la définition et aux conditions de création des INB, le projet de loi envisage la création d'une autorité administrative indépendante chargée du contrôle des INB, l'Autorité de sûreté nucléaire.

Des dispositions similaires aux INB existent en France pour les installations nucléaires de base classées secrètes (INBS) exploitées par le Groupe (décret n° 2001-592 du 5 juillet 2001 relatif à la sûreté et à la radioprotection des installations et activités nucléaires intéressant la défense). Ces installations font toutefois l'objet d'un régime adapté en vue de la protection du secret lié aux intérêts de la défense nationale.

Les INB font l'objet d'un contrôle étroit de la part de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) qui regroupe, d'une part la Direction générale de la sûreté nucléaire et de la radioprotection (DGSNR) placée sous l'autorité des ministres chargés de l'Industrie, de l'Écologie et du Développement Durable et de la Santé, et, d'autre part, les services déconcentrés de l'État sur lesquels elle s'appuie (DRIRE, DRASS et DDASS). Cet organisme assure, au nom de l'État, le contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection. Les activités à l'étranger relèvent du même type de dispositions de contrôle rigoureux (par exemple, Nuclear Regulatory Commission (NRC) aux États-Unis). Les INBS sont contrôlées par un Délégué à la sûreté nucléaire et à la radioprotection pour les activités et installations intéressant la défense (DSND) placé sous l'autorité des ministres chargés de la Défense et de l'Industrie.

En France, certaines installations exploitées par le Groupe sont soumises aux dispositions de la réglementation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) en fonction des substances utilisées ou des activités exercées. Aux termes de l'article L. 511-1 et suivants du Code de l'environnement et de son décret d'application (décret n° 77-1133 du 21 septembre 1977 modifié pris en application de la loi n° 76-663 du 19 juillet 1976 relative aux installations classées pour la protection de l'environnement), les installations du Groupe qui peuvent présenter des dangers ou des inconvénients notamment pour la santé, la sécurité, la salubrité publique ou la protection de la nature et de l'environnement, sont soumises soit à un régime de déclaration préalable auprès des services de la Préfecture, soit à un régime d'autorisation. Dans ce dernier cas, l'autorisation d'exploiter accordée par le Préfet et délivrée à l'issue d'une enquête publique et après consultation des différents organismes, prend la forme d'un arrêté préfectoral assorti de prescriptions de fonctionnement spécifiques.

Le Groupe est en outre soumis aux réglementations relatives à la protection de ses salariés, de ses sous-traitants et du public contre les dangers présentés par les rayonnements ionisants (radioprotection) qui est notamment assurée par l'institution de limites d'exposition. En France, la réglementation relative à la radioprotection est régie par les dispositions du Code du travail, et du Code de la santé publique. Le Code de la santé publique fixe une limite d'exposition pour le public du fait des activités nucléaires à 1 mSv par an. Pour les travailleurs au sein d'établissements exerçant des activités nucléaires, la limite d'exposition fixée par le Code du travail est de 20 mSv par an.

D'autres textes internationaux et nationaux encadrent par ailleurs la protection et le contrôle des matières nucléaires (dont notamment la Convention sur la protection physique des matières nucléaires du 28 octobre 1979, les articles L. 1333-1 à L. 1333-14 du Code de la défense et le décret n° 81-512 du 12 mai 1981 relatif à la protection et au contrôle des matières nucléaires), le transport de matières radioactives (arrêtés modaux ADR, RID et ADNR, cf. Lexique) et le contrôle des mouvements transfrontières de déchets radioactifs (directive 92/3/Euratom du Conseil du 3 février 1992 relative à la surveillance et au contrôle des transferts de déchets radioactifs entre États membres ainsi qu'à l'entrée et à la sortie de la Communauté et voir également infra la section Réglementation régissant les déchets radioactifs).

Les pays étrangers dans lesquels le Groupe exploite des installations nucléaires (Belgique, Allemagne et États-Unis) disposent de réglementations similaires permettant un contrôle rigoureux des installations et de leurs conditions de fonctionnement par les organes compétents.

Réglementation régissant les obligations de fin de cycle

Dans le présent document de référence, les obligations de fin de cycle comprennent l'ensemble des obligations de mise à l'arrêt et de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires (cf. Lexique).

Le traitement comptable des obligations de fin de cycle est détaillé dans la Note 25 de l'annexe des comptes consolidés.

Réglementation régissant le démantèlement

Le cadre juridique régissant les opérations de démantèlement réalisées en France est, à titre principal, issu du décret précité du 11 décembre 1963 relatif aux installations nucléaires, dont l'article 6 ter concernant les opérations de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement a été précisé par une note-circulaire de la DGSNR du 3 février 2003. Par ailleurs, la Convention commune sur la sûreté de la gestion du combustible usé et sur la sûreté de la gestion des déchets radioactifs du 5 septembre 1997, adoptée sous l'égide de l'AIEA, contient des dispositions relatives au processus de déclassement des installations nucléaires.

L'entité juridique responsable de l'exploitation et donc du démantèlement des installations est l'exploitant nucléaire, pris en tant que titulaire des autorisations d'exploiter.

L'exploitant doit informer la DGSNR de son intention de mettre à l'arrêt définitif une INB, de l'état choisi pour l'installation après son arrêt définitif et des opérations de démantèlement qu'il compte mettre en œuvre. La décision autorisant le démantèlement et précisant ses modalités est prise par décret dans les conditions prévues par les textes précités. L'exploitant demeure donc responsable du moment et des modalités retenues pour le démantèlement des installations qu'il exploite, sous le contrôle technique de la DGSNR qui valide chaque grande étape du démantèlement.

En fonction des spécificités de chaque installation, la durée des opérations de démantèlement peut atteindre plusieurs dizaines d'années (comprenant des phases de réalisation de travaux et des phases de surveillance de l'installation n'impliquant pratiquement aucune opération). Le démantèlement correspond à une succession d'opérations allant de la mise à l'arrêt de l'installation nucléaire jusqu'à la décision des autorités compétentes de déclassement de l'installation qui permet généralement une nouvelle utilisation du site pour un usage industriel. Le démantèlement des INB s'articule autour de trois niveaux techniques distincts définis par l'AIEA en 1980 :

- Niveau 1 (fermeture sous surveillance) : évacuation des matières radioactives nécessaires à l'exploitation ou en résultant, vidange et rinçage des circuits ; la première barrière de confinement est conservée intacte ; l'accès à l'intérieur des bâtiments est contrôlé ; l'installation est maintenue sous surveillance continue ; des essais périodiques sont effectués ;

- Niveau 2 (libération partielle ou conditionnelle du site) : décontamination plus poussée des installations, scellement des zones où reste un niveau élevé de radioactivité ; renforcement si nécessaire de certaines barrières de confinement ; mise hors service de la plupart des équipements sauf la surveillance strictement nécessaire ; certaines parties de l'installation peuvent être affectées à d'autres usages ;

- Niveau 3 : libération totale et inconditionnelle du site.

Le niveau de démantèlement retenu dépend notamment de l'utilisation qui devrait être faite du site sur lequel l'INB est installée.

Aux États-Unis, en Allemagne et en Belgique où le Groupe exploite quatre installations nucléaires, les règles relatives au démantèlement reposent sur des principes qui ne présentent pas de différence substantielle par rapport à ceux applicables en France.

Réglementation régissant les déchets radioactifs

Les déchets générés par les activités nucléaires ou par le démantèlement des INB sont régis en France par des dispositions générales et par des dispositions spécifiques, compte tenu de leur caractère radioactif. Au plan international, ils sont notamment régis par la Convention commune sur la sûreté de la gestion du combustible usé et sur la sûreté de la gestion des déchets radioactifs du 5 septembre 1997.

L'obligation de traitement et d'élimination des déchets issus des activités nucléaires ou de démantèlement pèse sur le producteur ou sur le détenteur de ces déchets (articles L. 541-2 du Code de l'environnement). Les déchets radioactifs dans les INB sont en outre soumis aux dispositions de l'arrêté du 31 décembre 1999 fixant la réglementation technique générale destinée à prévenir et limiter les nuisances et les risques externes résultant de l'exploitation des INB qui impose aux exploitants d'élaborer une "étude déchets" approuvée par la DGSNR et de procéder à la mise en place d'un zonage afin de déterminer les différentes filières d'élimination et d'assurer la traçabilité de ces déchets.

Les déchets HAVL sont soumis aux dispositions des articles L. 542-1 à L. 542-14 du Code de l'environnement, qui posent les principes applicables à la recherche de solutions de traitement et de stockage de ce type de déchets (et notamment de solutions de stockage souterrain en couches géologiques profondes). Ce processus doit conduire le gouvernement à adresser au Parlement, avant le 30 décembre 2006, un rapport global d'évaluation de ces recherches accompagné d'un projet de loi autorisant le cas échéant, la création d'un centre de stockage des déchets radioactifs à haute activité et à vie longue.

À cet effet, un projet de loi de programme relatif à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs a été adopté en première lecture à l'Assemblée Nationale le 12 avril 2006 et doit être examiné par le Sénat.

Dans sa version actuelle, ce projet de loi contient notamment des dispositions relatives :

- à la poursuite des différents axes de recherche concernant la gestion des déchets HAUL ;

- aux modalités de traitement en France des combustibles usés et des déchets radioactifs en provenance de l'étranger ;

- aux provisions que doivent constituer les exploitants nucléaires au titre de leurs obligations de fin de cycle et aux modalités de constitution et de comptabilisation des actifs dédiés à ces obligations.

4.15.2.2. La sûreté nucléaire dans les installations nucléaires du Groupe

Définition

La sûreté nucléaire couvre l'ensemble des phases relatives au choix du site, à la conception, à la construction, à la mise en service, à l'exploitation, à l'arrêt et au démantèlement des installations. Elle concerne également le transport des matières radioactives. Elle repose sur des dispositions techniques de conception et des dispositions organisationnelles d'exploitation et est fondée sur le concept de défense en profondeur.

La défense en profondeur consiste à analyser systématiquement les défaillances techniques, humaines ou organisationnelles potentielles et à définir et mettre en place des lignes de défense successives et indépendantes pour se prémunir des conséquences de ces défaillances.

Ces lignes de défense sont mises en place selon 3 axes :

- prévenir les incidents et accidents, en particulier à la conception par le dimensionnement des installations,
- surveiller les installations pour détecter les dérives de fonctionnement et les corriger,
- supposer que malgré les précautions prises, des accidents pourraient survenir et donc concevoir et mettre en œuvre des moyens pour en limiter les conséquences.

L'objectif premier de toutes les mesures de sûreté nucléaire est d'empêcher la dispersion des substances radioactives quelles que soient les circonstances et de limiter au maximum l'effet du rayonnement en vue de limiter les risques encourus par la population et par l'environnement.

Politique

AREVA considère que la sûreté nucléaire est une priorité absolue. Le Groupe a formalisé fin 2004 ses engagements dans le domaine de la sûreté nucléaire et de la radioprotection dans une charte "Sûreté Nucléaire", (disponible sur le site Internet du Groupe) qui vise à garantir l'exigence d'un très haut niveau de sûreté tout au long de la vie des installations.

Ces engagements reposent sur :

Des principes d'organisation

La Direction Générale de chaque filiale met en place une organisation conforme aux dispositions légales du pays concerné et reposant sur le principe de la responsabilité première de l'exploitant nucléaire. Dans ce cadre, chaque directeur d'établissement est responsable de la sûreté nucléaire et de la radioprotection dans son établissement et décline l'organisation afin que soient appliquées au niveau de l'ensemble des unités et installations concernées les exigences légales et réglementaires. Il formalise les délégations de pouvoir correspondantes et dispose des moyens de contrôle de la mise en œuvre de ces délégations, indépendants des équipes d'exploitation. Par ailleurs, au sein de la Direction Sûreté – Santé - Sécurité du Groupe, un corps d'inspecteurs met en œuvre un programme annuel d'inspections des installations nucléaires arrêté par le Comité Exécutif (cf. section ci-dessous).

Des principes d'actions

La sûreté est mise en œuvre sur la totalité du cycle de vie des installations, depuis la phase de conception, jusqu'à celle du démantèlement. Elle concerne l'ensemble du personnel du domaine nucléaire et repose sur une culture de sûreté partagée, entretenue par des formations renouvelées périodiquement. Dans le domaine de la radioprotection, le Groupe s'engage à limiter à un niveau aussi bas que raisonnablement possible l'exposition des travailleurs et du public et dans ce cadre a engagé une démarche pour ramener en 2006, dans les pays pourvus d'une législation moins stricte, à 20 mSv/an les doses individuelles maximales reçues par les travailleurs sur ces installations, ainsi que par les salariés du Groupe intervenant chez ses clients nucléaires. La même démarche de progrès continu est appliquée à la réduction des impacts des effluents liquides et gazeux (cf. section 5.3.).

Un système de reporting

Le Groupe s'attache à fournir une information fiable et pertinente permettant d'apprécier de façon objective l'état de sûreté de ses installations. En particulier, les événements nucléaires sont évalués selon l'échelle internationale des événements nucléaires (INES), y compris dans les pays où cela n'est pas requis. Les événements de niveau supérieur ou égal à 1 sont rendus publics. Chaque année, un rapport sur l'état de sûreté des installations du Groupe tel que constaté, notamment au travers du programme d'inspection, est rendu public.

Applicable à l'ensemble des activités du domaine nucléaire, la charte Sûreté Nucléaire, adoptée fin 2004, a été déployée en 2005. Elle a fait l'objet d'une campagne de sensibilisation auprès de l'ensemble du personnel concerné et de plans d'actions pour harmoniser les pratiques avec les exigences de la charte. Certaines de ces actions seront poursuivies en 2006.

Organisation

Dans les domaines de la sûreté nucléaire et de la radioprotection, la Direction Sûreté – Santé – Sécurité (D3S) définit, anime et coordonne la politique de sûreté nucléaire et de radioprotection au sein du Groupe. Elle propose et met en œuvre un programme annuel d'inspection des installations nucléaires. Elle coordonne, par ailleurs la veille réglementaire dans les domaines de la sûreté nucléaire et de la radioprotection et anime le réseau des experts correspondants.

Le programme des inspections est arrêté annuellement par le Directoire sur proposition du Directeur D3S. Il permet de s'assurer de la correcte application de la charte "Sûreté Nucléaire" et de détecter les signes précurseurs d'une dégradation éventuelle des performances dans le domaine de la sûreté nucléaire et les améliorations nécessaires pour assurer une maîtrise complète de celles-ci.

Inspection générale et sûreté nucléaire

Une Direction en charge de l'inspection générale et de la sûreté nucléaire a été créée en 2001 auprès du Directoire. Cette Direction, placée sous la responsabilité d'un inspecteur général, a une double compétence :

- une compétence en terme d'inspection, puisque six inspecteurs ayant exercé des responsabilités en exploitation exercent sur les installations un contrôle indépendant de l'organisation opérationnelle, peuvent demander l'arrêt d'une installation, et rendent compte de leur mission au Directoire ;
- une expertise technique, puisque huit spécialistes de sûreté animent un réseau d'experts sur des questions spécifiques (déchets, incendie, radioprotection…) présents sur les sites.

Installations Nucléaires de Base du groupe AREVA

Les principales installations nucléaires (INB ou assimilées) sont :

Lieu	Business Unit	Description
Pôle Amont		
Romans (France)	Combustible	Fabrication de combustible
Dessel (Belgique)	Combustible	Fabrication de combustible à l'uranium naturel et combustible MOX
Lingen (Allemagne)	Combustible	Fabrication de combustible
Richland (États-Unis)	Combustible	Fabrication de combustible
Lynchburg (États-Unis)	Combustible	Fabrication de combustible
Miramas (France)	Chimie	Entreposage uranium appauvri (Entreposage vidé)
Pierrelatte (France)	Chimie	Préparation d'UF_6
Pierrelatte (France)	Chimie	Transformation de nitrate d'uranyle en sesquioxyde d'uranium (U_3O_8)
Pierrelatte (France)	Enrichissement	Usine Georges Besse - Séparation isotopique uranium par diffusion gazeuse
Pierrelatte (France)	Enrichissement	Usine assainissement et récupération de l'uranium
Pierrelatte (France)	Chimie	Transformation de matières uranifères enrichies
Pôle Réacteurs et Services		
Maubeuge (France)	Équipements	Atelier de maintenance nucléaire
Pôle Aval		
Veurey (France)	Traitement	Fabrication de combustibles, en cours de démantèlement
La Hague (France)	Traitement	Usine de traitement de combustibles irradiés et station de traitement des effluents liquides et déchets solides
Marcoule (France)	Recyclage	MELOX - Fabrication combustibles MOX
Marcoule (France)	Traitement	Usine de traitement de combustibles irradiés, en cours de démantèlement (La responsabilité d'exploitant nucléaire sera transférée au CEA en 2006)

AREVA n'exploite pas de réacteur de production commerciale d'électricité. Ses activités consistent à fournir, transformer ou traiter des matières nucléaires.

4.15.2.3. La prévention et la gestion des risques nucléaires

On distingue plusieurs types de risques liés à la sûreté nucléaire, risques dont les conséquences sont systématiquement analysées et évaluées dans le cadre des procédures d'autorisation de fonctionnement et d'exploitation des installations, sur la base notamment des éléments suivants :

Les risques d'origine nucléaire

Les risques d'origine nucléaire correspondent aux phénomènes caractéristiques des substances radioactives.

Dispersion des matières radioactives pouvant entraîner une contamination

Des matières radioactives non confinées peuvent se disperser et entraîner une contamination de l'homme et de l'environnement.

Maîtriser ce risque consiste avant tout à empêcher la dispersion des substances radioactives sous toutes leurs formes (solide, liquide, gazeuse) et dans toutes les situations de fonctionnement (normale ou accidentelle).

La prévention contre les risques de dispersion de matières radioactives est assurée par la conception des installations en "systèmes de confinement". Les matières radioactives sont ainsi entourées par des enceintes successives permettant un échelonnement des dépressions qui oriente les transferts d'air de l'extérieur vers le deuxième puis le premier système de confinement. L'air de ventilation de chaque système est ainsi assaini, et les éléments contaminants sont filtrés avant rejet de l'air dans l'atmosphère.

L'efficacité des systèmes de confinement est vérifiée avant la mise en service et surveillée périodiquement pour maintenir leur fonctionnement.

Un effort important de conception a été fait pour que les opérations de maintenance soient réalisées en conservant l'intégrité des systèmes de confinement par des dispositifs d'échange adaptés.

Les rayonnements ionisants

Il y a risque d'exposition externe chaque fois qu'une personne se trouve placée sur le trajet des rayonnements ionisants émis par des matières radioactives.

L'effet d'un rayonnement sur le corps humain s'exprime en mSv (millisievert). Les limites réglementaires annuelles sont les suivantes : dans l'Union européenne, 1 mSv/an pour le public et 20 mSv/an pour les salariés ; aux États-Unis, 1 mSv/an pour le public et 50 mSv/an pour les salariés.

Le Groupe s'est donné comme objectif de prendre la référence européenne de 20 mSv/an pour l'ensemble de son personnel (sous-traitants inclus), y compris pour ceux exerçant leurs activités hors de l'Union européenne.

Les principales mesures de protection sont :

- pour les sources fixes, des postes de travail types sont définis, auxquels des limites d'exposition sont associées, limites d'autant plus basses que le temps de présence escompté est important. Des écrans de protection sont installés pour atténuer les rayonnements et respecter les valeurs limites ;
- pour les sources mobiles, les protections sont définies par la réglementation des transports pour les colis pouvant aller sur la voie publique. Les postes de travail sont conçus en limitant le temps de présence du personnel ou de la source et en utilisant des protections complémentaires.

Le Groupe s'attache également à mettre en œuvre le principe "ALARA" (As Low As Reasonably Achievable - "Aussi faible qu'il est raisonnablement possible d'atteindre"), selon lequel toute action raisonnable, en termes techniques, économiques, sociaux et organisationnels, est mise en œuvre dès lors qu'elle permet de réduire l'exposition aux rayonnements. Les différents services de radioprotection s'assurent en permanence du respect de ce principe.

Chaque opérateur et intervenant fait l'objet d'un suivi rigoureux sur le plan médical et radiologique. Des séances de formation sont régulièrement organisées afin de veiller à ce que leurs connaissances soient maintenues au niveau nécessaire.

Les doses moyennes d'exposition aux rayonnements ionisants des salariés du Groupe (1,23 mSv en 2005 et 1,37 mSv en 2004) qui sont largement inférieures à la limite de 20 mSv/an applicable aux salariés dans l'Union européenne (et de 50 mSv/an aux États-Unis), attestent du bon niveau de maîtrise de la radioprotection dans le Groupe grâce aux pratiques précitées.

La criticité

Le risque de criticité se comprend comme le risque de développement incontrôlé d'une réaction en chaîne avec émission brève et intense de neutrons. Cet accident aurait pour conséquence une irradiation des personnels ou individus situés à proximité de l'événement, engendrant chez eux des lésions de gravité proportionnelle à l'intensité du rayonnement reçu.

Ce risque est pris en compte dès lors que les installations concernées sont susceptibles de recevoir des matières fissiles.

La prévention de ce risque est basée sur la limitation des paramètres qui gouvernent l'apparition de réactions en chaînes divergentes ou "modes de contrôle de la criticité".

On utilise le ou les modes de contrôle les mieux adaptés au procédé (limitation de la masse, du volume ou de la géométrie des équipements contenant les matières).

Dans les parties les plus actives de l'installation, les écrans de protection installés pour le fonctionnement normal permettraient d'atténuer très fortement les conséquences sur le personnel d'un incident de criticité éventuel. Les dispositions de prévention sont parfois complétées par l'installation d'un réseau de détection, d'alarme et de mesure d'accident de criticité.

La sûreté-criticité des transports est vérifiée, dans les conditions normales de transport ainsi que dans les conditions accidentelles. Les règlements précisent les règles d'entreposage en transit, notamment vis-à-vis du risque de criticité.

La radiolyse

Le phénomène de radiolyse correspond à la décomposition d'un composé chimique en hydrogène sous l'action d'un rayonnement. Les dispositions prises visent à empêcher une explosion éventuelle de cet hydrogène susceptible de conduire à la dispersion de matières radioactives.

Les installations sont conçues pour limiter en fonctionnement normal la concentration en hydrogène à la moitié de la limite inférieure d'inflammabilité, par introduction dans les équipements concernés d'un flux d'air de balayage. Lorsque la perte du balayage normal conduit à une montée de la concentration jusqu'à la valeur limite en quelques heures ou dizaines d'heures, un système de secours est ajouté.

Les dégagements thermiques

Lorsque le rayonnement est intense, l'énergie associée, absorbée par la matière, peut provoquer un échauffement. Pour maîtriser les effets de cet échauffement, l'énergie produite est évacuée, empêchant ainsi une dispersion de matières radioactives. Le refroidissement est assuré par des circuits redondants avec échangeurs thermiques et par la ventilation.

Les risques non nucléaires d'origine interne

Les risques non nucléaires proviennent d'événements liés au fonctionnement des installations et à la présence de personnel. Ces événements sont ceux concernant une activité industrielle. Dans l'industrie nucléaire, la prévention de ces événements est poussée car ils sont de nature à affecter les équipements participant à la maîtrise des risques nucléaires. Il est donc possible d'agir sur les causes de leur apparition et sur la limitation des conséquences éventuelles.

Manutention

Les équipements de manutention sont constitués d'appareils de levage, de transport ou de positionnement.

Les principales défaillances sont la rupture d'un appareil de levage, la mauvaise appréhension de la charge, la collision avec un obstacle ou le déraillement d'un élément de transport. Les conséquences peuvent être directes, comme la rupture de l'étanchéité de la charge, ou indirectes, induisant la destruction d'un équipement contenant des substances radioactives ou la dégradation du confinement.

La gestion des risques est assurée par l'analyse de défaillance des équipements de procédé qui transfèrent les charges contenant des matières radioactives et des moyens de manutentions de maintenance, ainsi que par la mise en place de règles rigoureuses permettant de prévenir les risques (dimensionnement des appareils, maintenance préventive, contrôles, habilitation des opérateurs, etc.).

La limitation des conséquences d'une défaillance de manutention consiste à limiter la hauteur de transport, dimensionner les objets impactés pour qu'ils résistent à la chute de la charge, renforcer les charges manutentionnées et dissiper l'énergie produite.

Incendie

L'incendie peut conduire à la perte de certaines fonctions du procédé de protection et éventuellement entraîner des conséquences radiologiques. Les conséquences potentielles sont une contamination par perte des barrières de confinement, une irradiation par destruction de protections contre les rayonnements et un accident de criticité.

La prévention des risques consiste à éviter la présence sur un même lieu de matières inflammables, de carburant et d'une source d'ignition. Dans l'hypothèse d'un incendie, les fonctions de sûreté sont protégées par une sectorisation des locaux limitant la propagation du feu à un nombre strict de volumes, l'utilisation de matériaux non propagateurs d'incendie, l'isolement de la ventilation et, à l'intérieur de chaque secteur, d'un système d'extinction manœuvrable à distance. Par ailleurs, l'intervention des pompiers est normalement prévue dans des délais suffisamment courts pour éviter des conséquences radiologiques à l'extérieur des bâtiments.

Explosion interne

Le risque d'explosion est dû soit à l'usage de réactifs, soit à l'occurrence de réactions chimiques. La conséquence en cas d'explosion pourrait être la détérioration du premier système de confinement, ce qui induirait une dispersion de produits radioactifs à l'extérieur de celui-ci. Le deuxième système de confinement est prévu pour recueillir les produits éventuellement dispersés.

La prévention repose sur des mesures empêchant d'obtenir les conditions d'une réaction explosive par la limitation de la température des produits inflammables dans le procédé, par la limitation de la concentration de produits susceptibles de réaction explosive grâce à une ventilation adéquate, par l'élimination des traces de réactifs avant toute étape du procédé et par le contrôle des quantités de réactifs présents dans une unité.

Usage de réactifs chimiques

Les mesures de prévention et de surveillance reposent sur des principes déjà appliqués pour d'autres risques (explosion, incendie), en leur associant des principes relatifs à l'explosion externe et à la dispersion de matières radioactives pour prendre en compte les effets possibles sur le personnel et l'environnement.

L'usage d'un réactif dans un procédé peut amener des risques supplémentaires en mettant en contact des produits incompatibles. Un produit chimique peut être une source de danger soit par contact direct, soit par inhalation de ses vapeurs. Son conditionnement, son entreposage, son utilisation et la protection du personnel doivent être adaptés à ses caractéristiques.

Particularité de l'UF_6

L'uranium est manipulé sous la forme chimique UF_6. L'UF_6 est solide en conditions normales de température et de pression et devient gazeux lorsqu'il est chauffé. Il peut réagir au contact de la vapeur d'eau contenue dans l'air et former de l'oxyde d'uranium et de l'acide fluorhydrique, composé hautement toxique pour l'homme et les animaux.

Les quantités manipulées sur les sites de production sont telles que les risques inhérents à l'UF_6 ont été intégrés dès la conception des installations (double barrière de protection, contrôle automatique des zones à risques, etc.).

Usage de l'électricité

La prévention du risque lié à l'utilisation de l'électricité repose sur la conformité des installations aux normes réglementaires applicables dans l'industrie, sur le respect des consignes et des procédures d'intervention en vigueur et sur le contrôle périodique des installations.

Usage d'appareils à pression

La prévention du risque de surpression est basée sur le respect des réglementations industrielles en la matière pour les matériels accessibles et en imposant des exigences supplémentaires pour les appareils inaccessibles. Les conséquences sont limitées par une détection des fuites, l'arrêt de l'alimentation et l'évacuation du personnel.

Inondation interne

Le risque d'inondation interne est associé à la présence de fluides à l'intérieur de l'installation. Par construction, les débits de fuite sont limités. Les sources potentielles de fuites sont liées à la détérioration de joints, aux phénomènes de corrosion et aux débordements.

Le principal risque de nature radiologique consécutif à une inondation est la criticité. Dans la zone où ce risque existe, il est pris en compte dans la conception et l'exploitation des installations.

Les risques non nucléaires d'origine externe

Les risques non nucléaires d'origine externe sont liés à l'environnement de l'installation. Contrairement aux risques d'origine interne, il n'est pas toujours possible d'agir sur la cause des phénomènes, la sûreté étant basée essentiellement sur la maîtrise des conséquences.

Un événement non nucléaire d'origine externe peut entraîner directement ou indirectement des conséquences radiologiques.

Séisme

Le séisme peut induire des dégâts susceptibles de remettre en cause les dispositifs propres à assurer la sûreté nucléaire.

Le risque de séisme s'appliquant à des installations manipulant des matières nucléaires est intégré dans la conception des matériels, systèmes et installations, par la prise en compte du "Séisme Majoré de Sécurité" (SMS). Cette analyse consiste à démontrer qu'aucun dommage remettant en cause la sûreté nucléaire de l'installation n'est susceptible de se produire. Ces dimensionnements et démonstrations font partie du rapport de sûreté de l'installation, approuvé par les autorités de sûreté compétentes.

Toutes les installations concernées du Groupe font l'objet d'une évaluation des conséquences d'un séisme, selon les normes et règlements actuellement applicables dans ce domaine.

Chute d'aéronef

Le risque correspond à la chute d'un aéronef ou d'une partie de celui-ci sur une installation. Il dépend du type et du nombre d'aéronefs susceptibles d'atteindre le site sans contrôle et de la surface des parties sensibles de chaque atelier.

Les caractéristiques principales des sites sont :

- une localisation en dehors des espaces aériens contrôlés,
- une localisation en dehors des zones d'évolution des appareils militaires,
- une absence d'aéroport à proximité.

Des études sont menées afin de prévenir le risque et limiter les conséquences (prise en compte de l'organisation de l'espace aérien, de la nature des vols, des statistiques d'accidents connus…) y compris vis-à-vis d'agressions volontaires.

Les installations nucléaires font l'objet de mesures de protection contre le terrorisme, mesures renforcées dans le cadre de plans nationaux de protection (plan Vigipirate en France).

Ces mesures ne peuvent pas, par nature, faire l'objet d'une communication publique.

Prise en compte des situations météorologiques défavorables

Ce risque est pris en compte à la conception en fonction des conditions météorologiques locales potentielles selon une démarche analogue à celle suivie pour le risque de séisme.

Toute condition météorologique défavorable est annoncée et les consignes précisent pour chaque installation les dispositions complémentaires à prendre, qu'il s'agisse d'une surveillance accrue ou d'actions précises.

Inondation externe

Les risques d'inondation externe sont pris en compte, en fonction de leur origine possible (crue fluviale, pluies locales, rupture de digues). Les crues fluviales de récurrence millénaire sont prises en compte, notamment en implantant les installations à des cotes supérieures à la cote de crue millénaire. Les crues pluviales exceptionnelles de l'automne 2002 ayant affecté la vallée du Rhône ont eu des conséquences limitées sur les installations. Un plan d'action a néanmoins été mis en place afin de réduire les risques résiduels.

Autres éléments de sécurité nucléaire

Outre les différents risques évoqués ci-dessus, sont également pris en compte la sûreté nucléaire lors du transport de matières nucléaires ainsi que la non-prolifération de ces matières.

Transport de matières nucléaires

Les transports de matières radioactives s'effectuent sur le domaine public. Aussi, pour protéger les populations et l'environnement contre les effets des rayonnements pendant le transport, ces transports sont soumis, comme les autres activités nucléaires, au concept de "défense en profondeur", qui consiste à mettre en place des barrières successives (systèmes de sûreté, procédures, contrôles techniques ou administratifs…) interposées entre les produits radioactifs et l'environnement. La conception de l'emballage en est la principale composante. Cette activité, comme toute activité nucléaire, est strictement réglementée dans un cadre international.

Réglementairement, l'emballage doit garantir, en conditions normales et accidentelles, le confinement de la matière, le maintien de la sous-criticité en cas de transport de matières fissiles, et la protection contre les rayonnements. Les exigences réglementaires associées couvrent la conception, les procédés de fabrication, les contrôles en exploitation et en maintenance des emballages. Ceux-ci doivent être d'autant plus robustes que la radioactivité contenue est importante.

AREVA se donne pour objectif de garantir la meilleure sûreté et sécurité des transports, et couvre par ailleurs sa responsabilité en souscrivant des assurances dans les conditions décrites à la section 4.15.6.1.

Non-prolifération et protection des matières nucléaires

La prolifération s'entend comme le détournement de matière nucléaire par des tiers à des fins non pacifiques.

La non-prolifération est un objectif commun à l'ensemble des États signataires des conventions internationales correspondantes (notamment le traité sur la non-prolifération des armes nucléaires du 1er juillet 1968). Les exigences applicables au titre de la non-prolifération relèvent de la protection physique des matières nucléaires (cf. Convention internationale sur la protection physique des matières nucléaires), du contrôle de sécurité prévu par le traité Euratom qui instaure un système de comptabilité des matières nucléaires, et des inspections de l'AIEA et d'Euratom. Leur application est régulièrement contrôlée, notamment par les inspecteurs de l'AIEA et d'Euratom.

AREVA met en œuvre dans ce domaine toutes les dispositions visant à connaître en permanence la quantité, la qualité, l'usage et la localisation des matières détenues à un instant donné par les entités du Groupe.

Historiquement, tous les bilans de matières (établis à la demande de la Commission européenne et/ou l'AIEA et destinés à vérifier l'origine et la quantité des matières nucléaires en la possession de l'exploitant nucléaire) présentés aux autorités ont été acceptés par les organismes nationaux et internationaux compétents.

4.15.2.4. Sécurité dans les installations françaises du Groupe relevant du régime "Seveso"

Le Groupe exploite huit établissements soumis à la réglementation "Seveso" résultant de la directive européenne 96/82/CE du 9 décembre 1996 concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses modifiée, dite "Seveso II" et qui sont susceptibles de présenter des risques importants pour la santé et la sécurité des populations ainsi que pour l'environnement. Parmi ces huit établissements, quatre sont soumis au régime Seveso "seuil haut" nécessitant la mise en place de servitudes. Ces quatre établissements sont exploités par AREVA NC (site de Pierrelatte), Comurhex (sites de Pierrelatte et de Malvési) et Cezus (site de Jarrie).

Les quatre établissements concernés ont, conformément aux exigences réglementaires, mis en place une politique de prévention des accidents majeurs en vue de prévenir ce type d'accident et de limiter leurs conséquences pour l'homme et l'environnement. Pour élever le niveau de maîtrise des risques, un système de gestion de la sécurité relatif à l'organisation, aux fonctions, aux produits et aux ressources de tout ordre, est mis en œuvre.

De même, des études des dangers ont été réalisées et sont mises à jour tous les cinq ans. Ces études sont au cœur de processus comme la réduction du risque à la source, la maîtrise de

l'urbanisation, l'élaboration des plans d'urgences et l'information du public notamment dans le cadre des Comités locaux d'information et de concertation (CLIC) créés par le préfet auprès de chaque installation classée "Seveso" (décret n° 2005-82 du 1er février 2005 relatif à la création des comités locaux d'information et de concertation en application de l'article L. 125-2 du Code de l'environnement). Ces études doivent notamment exposer les dangers que peuvent présenter l'installation en cas de dérive potentielle et justifier les mesures propres à réduire la probabilité et les effets d'un accident jusqu'à un niveau de risque aussi bas que possible, compte tenu de l'état des connaissances et des pratiques et de la vulnérabilité de l'environnement de cette installation. Ces différents documents ont été transmis ou sont tenus à disposition de l'autorité compétente. Lorsque ces dossiers font l'objet de demandes de précisions ou de compléments par l'administration, il peut parfois être fait appel à un tiers expert reconnu, pour obtenir un avis d'expert sur une partie ou l'intégralité d'un document.

Par ailleurs, des plans de prévention des risques technologiques (PPRT) issus du décret n° 2005-1130 du 7 septembre 2005 relatif aux plans de prévention des risques technologiques seront mis en place autour des installations classées "Seveso" pour déterminer les périmètres d'exposition aux risques et instituer des servitudes afin de limiter l'urbanisation à l'intérieur de ces zones.

AREVA a introduit un plan pluriannuel de renforcement de la prévention et de la maîtrise des conséquences des accidents majeurs potentiels. Dans un processus de progrès continu, la pertinence, la fiabilité et l'indépendance des barrières de sécurité sont réexaminées périodiquement. Les marges de progrès sont identifiées en permanence pour prévenir les dérives. Enfin, une démarche d'harmonisation des pratiques au sein du Groupe a été initiée fin 2004. Elle facilite le retour d'expérience et la diffusion des bonnes pratiques.

En matière d'assurances, AREVA NC, Comurhex et Cezus sont couvertes par le programme de responsabilité civile souscrit par le Groupe (cf. section 4.15.6.). Les niveaux de couverture sont fonction de la quantification des risques raisonnablement escomptés, et des capacités de garantie disponibles sur le marché de l'assurance.

Les conséquences éventuelles de l'application du futur système Reach (Registration Evaluation and Authorization of Chemicals) pour le Groupe ont été analysées. Les activités de production potentiellement concernées sont localisées sur les sites de AREVA NC et Comhurex Pierrelatte ainsi que les sites de Cezus. Elles sont peu importantes en volume et restreintes à quelques substances. La plupart correspondent à des co-produits commercialisés sur des marchés de niches. Néanmoins pour ces substances, les contraintes relatives à l'application du futur système Reach pourraient être pénalisantes.

4.15.3. FACTEURS DE RISQUES

Les facteurs de risques décrits ci-dessous ne sont pas les seuls auxquels pourrait être confronté le Groupe. D'autres risques, que le Groupe ne connaît pas encore ou qu'il considère actuellement comme non significatifs, pourraient aussi compromettre l'exercice de son activité. La réalisation de l'un ou plusieurs de ces risques pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités et/ou la situation financière du Groupe.

4.15.3.1. Risques relatifs au Groupe

La perte de l'un des principaux clients du Groupe, une baisse de leurs achats ou une dégradation des conditions contractuelles pourraient avoir un impact négatif significatif sur sa situation financière.

Le Groupe dépend d'un client principal, EDF, qui représente environ 20 % de son chiffre d'affaires consolidé. Avec EDF, les dix clients les plus importants représentent de l'ordre de 41 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe en 2005 et les cinq clients les plus importants en représentent environ 34 %. La perte par le Groupe de l'un de ces clients et la diminution corrélative des ventes pourraient avoir une influence défavorable sur ses activités et sa situation financière.

Pour le Pôle Aval, le contrat en cours avec EDF expire en 2007 et, si le principe d'un renouvellement de contrat jusqu'en 2015 est retenu, les conditions commerciales de ce renouvellement sont encore en cours de négociation et pourraient se révéler moins favorables que les conditions actuellement applicables. Les autres contrats devant être négociés dans les années à venir pourraient se révéler moins favorables que ceux actuellement en cours d'exécution. Depuis 2002, EDF a ouvert progressivement ses achats, en particulier de combustible nucléaire, à d'autres acteurs du marché avec lesquels il a déjà conclu des contrats. Ces évolutions pourraient rendre nécessaire une adaptation de l'outil industriel du Groupe, compte tenu du poids que représente EDF, et avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

La déréglementation du marché de l'électricité ainsi que la concurrence d'autres sources d'énergie pourraient jouer en défaveur de l'électricité d'origine nucléaire et conduire à une baisse corrélative de la demande pour les produits et services du Groupe.

Les activités du Groupe pourraient être affectées par la dérégulation en cours du marché de l'électricité. Cette dérégulation est susceptible de provoquer une baisse du prix de l'électricité et des produits et services liés à la production, au transport et à la distribution d'électricité et/ou une baisse d'investissements dans le secteur nucléaire. Par ailleurs, l'énergie nucléaire est en

concurrence avec d'autres sources d'énergie, notamment le pétrole, le gaz naturel, le charbon, l'hydroélectricité, l'éolien. Ces autres sources d'énergie pourraient devenir plus attractives et entraîner une baisse de la demande d'électricité d'origine nucléaire. La survenance de ces risques pourrait avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

Le Groupe fournit des produits et des services complexes et ou standardisés nécessitant parfois l'octroi de garanties spécifiques ainsi qu'une intervention complémentaire de sa part susceptibles d'engendrer des coûts inattendus.

Le Groupe réalise des prestations de services, conçoit, fabrique et vend plusieurs produits d'une valeur unitaire significative qui sont utilisés dans le cadre de projets importants, notamment dans la conception et la fabrication de réacteurs nucléaires et d'équipements lourds, la réalisation de travaux d'extension de vie ou de maintenance de réacteurs, la conception et la fabrication d'équipements de transmission et de distribution d'électricité, en particulier les transformateurs. De façon occasionnelle, il est parfois nécessaire d'affiner les réglages, de modifier des produits alors que leur fabrication a commencé ou que les clients ont commencé à les utiliser ou bien d'adapter les prestations devant être réalisées. Ces réglages, ces modifications et ces services complémentaires sont susceptibles d'entraîner pour le Groupe une augmentation inattendue de ses coûts. Bien que le Groupe ait mis en place un système rigoureux de contrôle de gestion, de conformité et de qualité de ses produits et services, ces coûts supplémentaires pourraient avoir un impact négatif significatif sur les activités et la situation financière du Groupe. Le Groupe vend certains produits (tels que les chaudières pour l'industrie nucléaire) ou conclut des contrats de prestations de services et il est parfois exigé par les clients de fournir des garanties, après-vente, et de prévoir des pénalités en cas de défaut d'exécution ou de retard. Ces engagements peuvent donc amener le Groupe, en cas de défauts de conception ou de réalisation de produits, à réaliser des travaux de reprise sur des produits livrés ou des prestations de services réalisées ; ce risque étant significativement augmenté dans le cas où une intervention s'avère nécessaire sur un parc de produits standardisés.

Bien que les contrats du Groupe prévoient dans la majeure partie des cas des garanties, limitées quant à leur durée et à leur montant, et ne prévoyant pas l'indemnisation des dommages indirects et immatériels, le Groupe peut être amené dans certains cas à consentir des garanties au-delà de ces limites, en raison notamment de la concurrence sur ses marchés. Les contrats conclus par le Groupe incluent parfois également des clauses permettant au client de résilier le contrat ou de refuser l'équipement si les clauses relatives à l'exécution ou aux délais de livraison ne sont pas respectées. Ainsi, des difficultés relatives aux produits et aux services fournis par le Groupe et causées par la présence de telles clauses pourraient avoir pour conséquence des coûts inattendus.

De telles difficultés rencontrées dans l'exécution des contrats, outre les conséquences financières négatives précitées, pourraient également affecter négativement la réputation du Groupe auprès de ses clients actuels ou potentiels, en particulier dans le secteur nucléaire, et avoir par conséquent un impact négatif significatif sur son activité.

La survenance d'une panne industrielle ou d'une interruption de travail au sein des unités industrielles du Groupe pourrait générer un retard ou une rupture de fourniture de ses produits ou de ses prestations de services.

Le Groupe exploitant des unités industrielles est exposé au risque de panne industrielle pouvant être responsable d'un retard ou d'une rupture de fourniture de produits ou de prestation de services. Les différentes usines du Groupe pour chaque activité donnée étant fortement intégrées et interdépendantes, une éventuelle panne ou arrêt de production dans une usine pourrait affecter l'ensemble du cycle de production du combustible nucléaire et être responsable d'une rupture de fourniture ou de prestation de services. Le Groupe a consenti, dans le cadre des contrats conclus avec ses clients, un certain nombre de garanties pouvant entraîner notamment la mise en jeu de pénalités de retard. Ces garanties pourraient être mises en œuvre en cas de survenance d'une panne industrielle ou d'une interruption de travail. Bien que le Groupe mette en œuvre les mesures permettant de limiter l'impact de pannes éventuelles et que ce risque soit couvert par une assurance de pertes d'exploitation dans les conditions visées à la section 4.15.6.1., on ne peut écarter que la survenance d'un risque majeur ait un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

Le Groupe est amené à signer des contrats de longue durée qui pourraient, soit limiter la possibilité de bénéficier de certaines améliorations des conditions de marché, soit présenter une rentabilité effective inférieure à celle escomptée.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est parfois amené à signer des contrats de longue durée dans lesquels l'évolution des prix ne se réfère pas à celle des cours de certaines matières premières ou services, mais à des clauses d'indexation générales. Ce type de contrat pourrait empêcher le Groupe de profiter de la hausse du prix de ces produits et services. Il s'agit notamment de certains contrats relatifs à la vente d'uranium naturel, ou à la fourniture de services de conversion ou d'enrichissement.

Par ailleurs, la rentabilité de contrats à long terme par lequel le Groupe s'engage sur des prestations déterminées pour un prix forfaitaire variant seulement en fonction d'indices généraux, est susceptible d'être affectée par certains facteurs ne pouvant pas être répercutés sur le client. Il s'agit notamment de l'augmentation inattendue de certains coûts, de la survenance de problèmes techniques, de la défaillance de sous-traitants ou encore d'une organisation défaillante du Groupe. L'exécution de contrats de ce

type est donc susceptible d'entraîner une diminution de la rentabilité escomptée par le Groupe, voire une exploitation déficitaire, ce qui pourrait avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

Le Groupe est exposé au risque de non-paiement de ses produits et services.

Le Groupe est exposé au risque de défaillance de ses clients pour le paiement de ses produits et services. Lorsque les clients n'avancent pas au Groupe les fonds nécessaires pour couvrir ses dépenses pendant la phase de mise en œuvre des contrats, le Groupe est exposé au risque de voir ses clients se trouver dans l'incapacité d'accepter la livraison, ou bien au risque de défaut de paiement lors de la livraison. En ce cas le Groupe serait exposé à ne pas pouvoir recouvrer les dépenses engagées dans le projet et à être incapable par conséquent de réaliser les marges opérationnelles prévues lors de la conclusion du contrat.

Le Groupe contrôle ce risque en s'assurant de la solvabilité de ses clients et en exigeant un prépaiement ou d'autres formes de paiements sécurisés de la part des clients dont le risque crédit atteint un certain niveau. Bien que le Groupe cherche à contrôler son exposition au risque de crédit, il ne peut être assuré que tous les risques puissent être écartés.

Le Groupe ne peut assurer que ses alliances stratégiques, ses opérations de restructuration, de fusion et d'acquisition, de cession et d'intégration seront effectuées dans les conditions initialement prévues ou que ces opérations généreront les synergies et les réductions de coûts anticipées.

Le Groupe a été ou est impliqué dans diverses acquisitions, des alliances stratégiques et des sociétés communes. Bien que le Groupe estime que ces acquisitions, ces alliances stratégiques et ces sociétés communes renforcent ou renforceront sa position, de telles opérations comportent par nature certains risques liés notamment à une surestimation du prix d'acquisition, à des garanties d'actif et de passif insuffisantes, à une sous-estimation des coûts de gestion et d'autres coûts, à un désaccord avec ses partenaires (au sein notamment de joint-ventures), aux éventuelles difficultés dues à l'intégration des personnels, activités, technologies, produits, à la non-réalisation des objectifs initialement assignés ou bien encore à une contestation par des tiers de ces alliances stratégiques ou de ces opérations de fusion et acquisition aux motifs qu'ils pourraient être de nature à affecter leur position sur leur marché.

L'occurrence de tels événements pourrait avoir un impact négatif sur les activités et la situation financière du Groupe.

Le 3 novembre 2005, AREVA a cédé à Bain Capital sa filiale FCI regroupant les activités du Pôle Connectique du Groupe. Au terme du contrat d'acquisition de FCI en date du 19 septembre 2005, AREVA a accordé à l'acquéreur une garantie, limitée dans son montant et sa durée, couvrant certains risques trouvant leur origine avant la date de cession de cette activité par le Groupe. Cette garantie, expirant en mai 2007 et plafonnée à 20 % du prix de cession, couvre les conséquences financières nettes (en tenant compte des provisions, des indemnités d'assurance et de l'impact fiscal) d'une inexactitude de l'une quelconque des déclarations faites par AREVA et intègre une franchise de 10 millions d'euros et un seuil de déclenchement de 150 000 euros par réclamation. Par exception à ce qui précède, un traitement spécifique a été appliqué :

- en terme de seuil de déclenchement, aux cessions d'actifs et d'actions pour lesquelles le seuil de déclenchement est porté à 200 000 euros et aux distributions de dividendes par FCI après le 30 juin 2005 pour lesquelles aucun seuil n'est prévu,
- en terme de plafond, celui-ci est porté à 25 % du prix de cession en matière fiscale et à 100 % du prix de cession en matière de propriété des titres cédés et de capacité des sociétés cédées à exercer leur activité,
- en terme de franchise, celle-ci ne s'appliquant pas aux réclamations en matière fiscale, à la propriété des sociétés et des titres cédés, aux distributions de dividendes par FCI après le 30 juin 2005 et aux cessions d'actifs et d'actions antérieures au 3 novembre 2005 (pour lesquelles un partage de responsabilité à hauteur de 5 millions d'euros est prévu par ailleurs),
- en terme de durée, la garantie en matière fiscale expire 30 jours après l'expiration des périodes de prescription réglementaires et les garanties portant sur les cessions d'actifs et d'actions antérieures au 3 novembre 2005 et sur la propriété des sociétés de FCI et leur capacité à exercer leur activité expirent respectivement en 2008 et 2013.

Bien qu'aucune réclamation n'ait été formulée à ce jour à l'encontre d'AREVA au titre de cette garantie, AREVA ne peut garantir que celle-ci ne sera jamais exercée par Bain Capital.

Par ailleurs, la présence d'actionnaires minoritaires au capital de certaines filiales d'AREVA, comme par exemple dans AREVA NP, dans Eurodif ou dans AREVA TA (cf. section 3.7.2.) peut être de nature à restreindre le pouvoir décisionnaire du Groupe.

Le Groupe déploie ses différentes activités sur des marchés internationaux dont le caractère hautement concurrentiel pourrait affecter sa situation financière.

Les produits et les services du Groupe sont vendus sur des marchés mondiaux qui sont hautement concurrentiels en termes de prix, de conditions financières, de qualité des produits et des services et de capacité d'innovation. Le Groupe doit faire face pour certaines de ses activités dans son métier Énergie à de puissants concurrents d'une taille supérieure à la sienne ou disposant de ressources plus importantes. De plus, dans le cadre des activités du Groupe, ses concurrents peuvent être amenés à

prendre des décisions influencées par des considérations autres que la rentabilité ou profiter de financements à des conditions avantageuses, de telles situations étant susceptibles d'avoir des conséquences négatives sur l'activité ou les résultats du Groupe.

Le Groupe, par sa position sur certains de ses marchés et compte tenu de ses liens avec des entités du secteur public français est exposé à des plaintes ou des enquêtes sur le fondement du droit de la concurrence.

Le Groupe est exposé à des plaintes ou enquêtes sur le fondement du droit de la concurrence en raison de la nature de ses positions sur certains marchés et de ses liens avec des entités du secteur public français. De telles plaintes ou enquêtes pourraient avoir des conséquences sur les modalités de développement des activités du Groupe.

La baisse de l'offre de certains composants stratégiques ou bien une hausse du coût de l'électricité pourrait avoir un impact négatif sur les coûts de production du Groupe.

Dans le nucléaire, certaines activités du Groupe comme la conversion de l'uranium, l'enrichissement, ou la fabrication de combustibles requièrent des approvisionnements spécifiques importants en matières premières ou produits semi-finis (produits de base, minerai de zircon). Certaines activités réclament également d'importantes quantités d'électricité.

À titre d'exemple l'électricité représente 60 % du coût des opérations d'enrichissement. Cette électricité est fournie dans une proportion significative par le plus important client du Groupe, à savoir EDF, soit pour ses propres besoins dans le cadre d'un contrat de façonnage (cf. 4.4.3.3.), soit dans le cadre d'un contrat de fourniture d'électricité (qui est arrivé à son terme à la fin 2005) pour l'activité d'enrichissement destinée à l'exportation. Dans l'attente de la renégociation en cours de ce dernier contrat, le Groupe a pris les mesures nécessaires pour assurer l'exécution de ses contrats d'exportation de service d'enrichissement.

Les besoins importants d'AREVA T&D en matières premières, notamment en tôles magnétiques, sont tels que ce Pôle pourrait faire face à un problème d'insuffisance d'approvisionnement compte tenu du nombre limité de fournisseurs. Le Pôle Transmission & Distribution présente en outre une sensibilité aux évolutions des prix des matières premières utilisées, ce qui pourrait, en cas d'augmentation importante, avoir un impact négatif significatif sur sa situation financière.

Pour toutes ces activités, une pénurie de matières premières ou de produits semi-finis pourrait se traduire par un ralentissement, voire dans certains cas particuliers un arrêt de la production, ce qui aurait un impact négatif significatif sur lesdites activités et la situation financière du Groupe.

Les risques politiques propres à certains pays dans lesquels le Groupe exerce ses activités pourraient affecter son activité et sa situation financière.

AREVA est un groupe international dont les activités liées aux secteurs de l'énergie s'exercent dans un grand nombre de pays, y compris dans des pays marqués par des degrés d'instabilité politique divers. Par exemple, certaines activités minières du Groupe sont localisées dans des pays tels que le Niger et le Kazakhstan (pour l'uranium), pays dans lesquels des changements politiques pourraient avoir une influence sur lesdites activités. L'instabilité politique peut générer des troubles civils, des expropriations, des nationalisations, des modifications de normes juridiques ou fiscales ou des restrictions monétaires, ou encore la renégociation ou la résiliation des contrats en cours, des baux et autorisations miniers ou de tout autre accord.

Les risques de catastrophes naturelles propres à certaines régions dans lesquels le Groupe exerce ses activités pourraient affecter son activité et sa situation financière.

L'implantation géographique de certains sites de production du Groupe dans des zones exposées à des événements naturels, tels que les séismes ou les inondations, pourrait fragiliser la capacité de production du Groupe et avoir un impact négatif significatif sur son activité et sa situation financière.

Ainsi, par exemple, certains sites de production du Pôle Transmission & Distribution sont implantés en Turquie, dans des zones où la survenance de séismes ne peut être exclue.

La survenance de maladies professionnelles liées notamment à l'exposition à l'amiante ou aux rayonnements ionisants ne peut être exclue.

Bien que le Groupe considère être substantiellement en conformité avec les dispositions légales et réglementaires relatives à l'hygiène et à la sécurité dans les différents pays dans lesquels il exerce ses activités, et avoir pris les mesures destinées à assurer la santé et la sécurité de ses salariés et des salariés des sous-traitants (cf. rapport social à la section 5.2. et prévention et gestion des risques nucléaires à la section 4.15.2.3.), le risque de maladies professionnelles ne peut, par principe, être exclu. Or, la survenance de maladies pourrait donner lieu à des actions en justice à l'encontre du Groupe, et donner lieu, le cas échéant, au paiement de dommages et intérêts qui peuvent s'avérer significatifs dans certains pays, dont les États-Unis.

Ainsi le Groupe connaît à ce jour en France un nombre limité de déclarations de maladies professionnelles en matière d'exposition à l'amiante. En outre, le Groupe fait actuellement l'objet d'une quinzaine de procédures en France en reconnaissance de faute inexcusable de l'employeur liées à une telle exposition. Le Groupe fait par ailleurs l'objet en France de trois recours pour faute inexcusable de l'employeur en relation avec l'exposition aux rayonnements ionisants.

La nature des activités du Groupe peut entraîner une variabilité significative de son chiffre d'affaires d'une période par rapport à une autre.

La nature des activités du Groupe, notamment celles de son métier Énergie (en raison de l'irrégularité des commandes) peut entraîner une répartition irrégulière de son chiffre d'affaires tout au long de l'année, voire d'une année sur l'autre. Bien que le Groupe dispose pour son métier Énergie de plusieurs années de chiffre d'affaires dans son carnet de commandes, cette spécificité des activités du Groupe peut rendre difficile et pas nécessairement pertinente une comparaison d'une période par rapport à une autre.

L'État français détient directement et indirectement la majorité du capital et des droits de vote d'AREVA : il a le pouvoir d'en contrôler la stratégie et de prendre la plupart des décisions aux Assemblées Générales, comme tout actionnaire majoritaire.

L'État français détient, directement et indirectement, environ 94 % des titres émis par AREVA et 98 % des droits de vote.

L'État a le pouvoir de prendre l'essentiel des décisions relevant des Assemblées d'Actionnaires du Groupe, dont celles relatives à la nomination des membres du Conseil de Surveillance et celles relatives à la distribution du dividende, comme tout actionnaire majoritaire (cf. section 3.1.2. relative au décret constitutif d'AREVA).

4.15.3.2. Risques liés aux pôles nucléaires

En raison de ses activités nucléaires, le Groupe est exposé à des risques substantiels de responsabilité ainsi qu'à un éventuel surcoût significatif d'exploitation.

Les activités nucléaires du Groupe portent sur toutes les étapes du cycle nucléaire, notamment (i) la fourniture et la transformation d'uranium, (ii) l'enrichissement d'uranium, (iii) la fabrication du combustible, (iv) la conception, la fabrication, la maintenance des réacteurs et l'amélioration de leurs performances, (v) le traitement et le recyclage des combustibles usés et des matériaux réutilisables, (vi) le conditionnement et l'entreposage des déchets et (vii) la logistique et le transport concernant ces différentes activités.

Bien que le Groupe ait mis en place des stratégies et des procédures de contrôle des risques correspondant à des standards élevés pour contrôler ses activités nucléaires, ces dernières restent par leur nature potentiellement risquées. Le Groupe pourrait ainsi devoir faire face à une responsabilité substantielle, notamment en raison d'incidents et d'accidents, d'atteintes à la sécurité, d'actes de malveillance ou de terrorisme, de chutes d'aéronefs, de catastrophes naturelles (telles que des inondations ou des tremblements de terre), de dysfonctionnements d'équipements ou de dysfonctionnements dans l'entreposage, le maniement, le traitement et le conditionnement des matières et des matériaux nucléaires (voir 4.15.2.3.). De tels événements pourraient avoir des conséquences graves, notamment en raison de contaminations radioactives et d'irradiations de l'environnement, des personnes travaillant pour le Groupe et de la population, ainsi qu'un impact négatif significatif sur les activités et la situation financière du Groupe.

Les activités du Groupe impliquent également des procédés utilisant divers composants chimiques toxiques dans des quantités significatives et des matériaux radioactifs, tels que l'UF_6. Le transport en mer, par train, route ou avion des matériaux nucléaires pris en charge par la Business Unit *Logistique* du Groupe comprend également des risques spécifiques, tels que les accidents de transport pouvant entraîner des contaminations environnementales. De plus, certaines usines de la Business Unit *Chimie* et de la Business Unit *Enrichissement* du Groupe sont localisées dans des zones sujettes aux inondations, notamment la vallée du Rhône. Si un accident devait toucher l'une des usines du Groupe ou affecter le transport des matériaux, l'importance de l'accident pourrait être accrue par différents facteurs sur lesquels le Groupe ne dispose pas toujours de moyens de contrôle. Ces facteurs incluent notamment la nature des matières radioactives dispersées dans l'environnement, la vitesse de mise en place des actions correctives et les conditions météorologiques.

Plus spécifiquement, sur le site de Comurhex Malvési (Business Unit *Chimie*), des risques de rupture de l'une des digues de ses bassins de rétention des rejets de nitrate ne sauraient être exclus en cas de situation extrême, notamment des pluies exceptionnelles. Outre les mesures que le Groupe serait amené à prendre pour limiter au maximum l'impact environnemental d'un tel incident, celui-ci pourrait entraîner une suspension prolongée de l'autorisation d'exploitation de l'usine par l'autorité administrative, conduisant à un renchérissement significatif du coût de la ressource conversion pour le Groupe. Les mesures de prévention d'un tel incident actuellement mises en oeuvre sont les suivantes :

- à la suite du recalcul de dimensionnement de la résistance des digues réalisé en 2005, des travaux de renforcement seront engagés en mai 2006,
- un plan de surveillance des digues est en place, permettant d'anticiper un éventuel incident et d'en limiter les conséquences.

La survenance d'un ou plusieurs de ces événements pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités et la situation financière du Groupe (cf. section 4.15.6. sur la couverture des risques et assurances).

L'évolution des réglementations existantes ou futures, notamment en matière environnementale, de santé ou de sécurité nucléaire, ou bien une évolution dans les autorisations d'exploitation qui sont délivrées au Groupe, pourrait entraîner des obligations de mise en conformité ou des conditions nouvelles d'exercice des activités du Groupe, susceptibles d'entraîner des coûts et dépenses supplémentaires.

Les activités du Groupe sont réalisées dans le cadre de permis et d'autorisations d'exploiter en application de législations locales. Ces activités nécessitent en particulier l'obtention d'autorisations relatives notamment aux capacités de production et aux rejets des installations dans l'environnement. Compte tenu de ses activités, le Groupe est tenu de se conformer aux permis d'exploiter et aux dispositions législatives ou réglementaires en vigueur (liées notamment à la protection de l'environnement, des salariés, de la santé et à la sûreté nucléaire). En cas d'incident avec enquête ou lorsque l'écart s'avère trop important entre l'état requis par la réglementation en vigueur ou par les autorisations d'exploiter et l'état réel de l'installation, le Groupe peut faire l'objet de sanctions notamment administratives, imposant la suspension temporaire de l'exploitation ou des mesures de mise en conformité ou de remise en état. Par ailleurs, certaines entités du Groupe sont susceptibles d'être mises en cause et donc d'engager leur responsabilité à l'égard des tiers et des autorités compétentes en raison des dommages causés à l'environnement, à la santé ou à la sécurité ou en cas de non-conformité des installations du Groupe.

En outre, de nouvelles normes, qu'elles soient d'origine nationale ou supranationale, un renforcement ou un changement des contraintes législatives ou réglementaires, notamment en matière environnementale, en matière de santé ou de sécurité et de sûreté nucléaire, telles qu'elles sont notamment décrites à la section 4.15.2.1. pourraient notamment nécessiter une mise en conformité des installations du Groupe ce qui pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités ou la situation financière du Groupe.

Par ailleurs, le Groupe pourrait ne pas obtenir les autorisations qu'il a sollicitées ou qu'il pourrait être conduit à solliciter auprès des autorités compétentes en vue de l'extension ou de la modification de ses activités industrielles, ce qui pourrait limiter ses capacités de développement, notamment en ce qui concerne la production de MOX sur le site de MELOX.

Le Groupe devra assumer tout ou partie des coûts liés aux obligations de fin de cycle de ses installations nucléaires, au réaménagement de ses sites miniers et à la remise en état de ses sites industriels après exploitation. Bien que des provisions aient été passées en vue de couvrir les coûts estimés, les coûts effectifs pourraient être sensiblement différents.

Le Groupe, en tant qu'exploitant d'installations nucléaires et d'installations industrielles relevant de la législation sur les installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), a l'obligation de procéder, lors de l'arrêt définitif de tout ou partie de ces installations, à leur mise en sécurité, à leur démantèlement ou à la remise en état des sites et à la gestion des produits issus de ces opérations (cf. section 4.15.2.1.). En tant qu'exploitant de mines, il a également l'obligation d'assurer des travaux de fermeture, de remise en état ou de réaménagement après exploitation.

Les dépenses futures associées aux obligations de fin de cycle de ses installations nucléaires, à la remise en état des installations industrielles classées et des mines ont été identifiées et des provisions spécifiques ont été constituées pour les couvrir. Les dispositions concernant les provisions permettant de couvrir les dépenses liées aux obligations de fin de cycle d'un montant actualisé de 4 490 millions d'euros dont 2 444 millions d'euros à la charge du Groupe sont détaillées dans les notes 12, 14 et 25 de l'annexe des comptes consolidés. (voir chapitre 5)

Dans le cadre de cette politique, le Groupe considère avoir raisonnablement provisionné l'ensemble des dépenses relatives aux opérations de fin de cycle de ses installations nucléaires ainsi qu'à la remise en état de ses sites industriels qu'il pouvait raisonnablement chiffrer au 31 décembre 2005. Le provisionnement de ces dépenses se fait sur la base d'estimations de coûts futurs réalisées par le Groupe qui sont, par nature, fondées sur des hypothèses (cf. note 25 des annexes aux comptes consolidés - section 5.5.). Il ne peut cependant être affirmé avec certitude que les montants actuellement provisionnés s'avéreront suffisants pour couvrir les obligations du Groupe, s'agissant d'estimations de coûts futurs. Les coûts effectifs supportés par le Groupe pourraient être plus élevés que ceux initialement prévus, en raison notamment de l'évolution des lois et règlements applicables aux activités nucléaires et à la protection de l'environnement, de leur interprétation par les tribunaux, et de l'évolution des connaissances scientifiques et techniques. Ces coûts dépendent également des décisions prises par les autorités compétentes relatives notamment aux conditions du démantèlement et à l'adoption de solutions pour le stockage final de certains déchets radioactifs et au coût définitif de ces solutions (cf. note 25 de l'annexe des comptes consolidés - section 5.5.). Il est à ce titre possible que ces futures obligations et les éventuelles dépenses ou responsabilités complémentaires de nature nucléaire ou environnementale que le Groupe pourrait avoir ultérieurement à supporter aient un impact négatif significatif sur sa situation financière (voir la section 4.15.2.1. sur l'évolution des réglementations applicables aux activités nucléaires).

Par ailleurs, dans l'hypothèse d'une modification à la baisse du taux d'actualisation (le taux d'actualisation retenu à fin 2005 est de 5 % dont 2 % au titre d'inflation) ou dans l'éventualité d'un raccourcissement de l'échéancier de démantèlement, le Groupe serait amené à enregistrer des provisions supplémentaires, ce qui pourrait alors avoir un impact négatif sur ses résultats et sa situation financière.

Enfin, une quote-part des coûts de fin de cycle est à la charge de tiers : EDF et AREVA NC se sont engagés dans un processus de négociation visant à définir les conditions juridiques et financières du transfert au Groupe de la quote-part à la charge d'EDF dans le démantèlement des installations arrêtées (UP2 400) ou en cours d'exploitation (UP2 800 et UP3) à La Hague.

Les éléments tenant à la révision du devis de démantèlement de référence de ces installations et à la fixation des quotes-parts respectives pour le financement de leur démantèlement ont d'ores et déjà fait l'objet fin juillet 2003 d'un relevé de positions communes accepté par EDF et AREVA NC. Ces négociations pourraient permettre un règlement libératoire pour EDF de ses obligations. Ces négociations qui portent également sur la reprise et le conditionnement des déchets des sites de La Hague et de Saint-Laurent-des-Eaux se sont poursuivies durant l'année 2005, sans toutefois que les parties parviennent à finaliser les termes d'un accord global à la date du présent document de référence. Il est difficile de préjuger des résultats de ces négociations. Bien qu'il ne devrait pas en résulter d'incidence significative sur les comptes et la situation financière du Groupe, celui-ci pourrait avoir à supporter un montant supérieur à celui initialement provisionné.

En outre, bien que les contrats de traitement des combustibles usés prévoient l'attribution et la reprise finale par le producteur initial des déchets et résidus issus de ces opérations, le Groupe pourrait, en tant que détenteur de déchets nucléaires produits par ses clients, voir sa responsabilité recherchée en cas de défaillance ou de faillite de ces derniers. En ce qui concerne les déchets nucléaires étrangers entreposés à La Hague, des accords internationaux prévoient l'obligation de leur retour dans leurs pays d'origine et les dispositions de l'article L. 542-2 du Code de l'environnement, issu de la loi du 30 décembre 1991, interdisent le stockage définitif en France des déchets radioactifs importés. Cependant, malgré l'existence de ces dispositions, le Groupe pourrait être exposé au risque d'avoir à supporter leur entreposage.

La survenance de ces risques pourrait avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

Le Groupe est soumis à un risque d'insuffisance de la valeur des actifs qu'il détient pour faire face à ses obligations de fin de cycle.

Au 31 décembre 2005, le Groupe disposait d'actifs de couverture des obligations de fin de cycle pour un montant de 4 843 millions d'euros afin de faire face à ses obligations futures de fin de cycle, soit 4 490 millions d'euros (cf. supra). Au 31 décembre 2005, ces actifs comprenaient :

- un portefeuille d'actifs financiers d'une valeur de marché de 2 669 millions d'euros ;
- une créance sur le CEA pour un montant de 123 millions d'euros ;
- des créances futures sur des tiers pour 2 045 millions d'euros.

À fin 2005, le portefeuille d'actifs financiers est réparti pour 42 % en fonds communs de placement investis en obligations et liquidités et pour 58 % en actions européennes via des participations directes dans des sociétés françaises cotées et via des fonds communs de placement investis en actions européennes. En raison du risque de volatilité inhérent aux marchés des capitaux, la valeur de ce portefeuille d'actifs pourrait diminuer et/ou offrir un rendement inférieur à celui nécessaire pour assurer à terme la couverture des charges liées aux obligations de fin de cycle. Le Groupe aurait alors besoin de recourir à d'autres ressources financières pour couvrir lesdites obligations, ce qui pourrait alors avoir un impact négatif significatif sur sa situation financière et ses résultats.

La variation de la valeur du portefeuille induite par la variation des marchés actions et/ou des taux s'établit de la façon suivante :

Impact des variations du marché actions et des taux sur la valeur du portefeuille

(en millions d'euros)

Hypothèse basse	
– 10 % sur actions	(154)
+ 100 bp sur les taux	(4)
Total	**(158)**
Cas de référence (31/12/05)	**2 669**
Hypothèse haute	
+ 10 % sur actions	+154
– 100 bp/taux	+ 4
Total	**+ 158**

Par ailleurs, les futures modalités d'application du projet de loi de programme relatif à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs (cf. section 4.15.2.1.) pourraient avoir un impact sur les modalités de gestion des actifs dédiés aux obligations de fin de cycle.

Une partie des activités du Groupe demeure sensible aux décisions politiques prises par certains pays, notamment en matière énergétique.

Le risque de révision de la politique énergétique de certains États, notamment sous l'influence de groupes de pression ou à la suite d'événements donnant au sein de l'opinion publique une image négative du nucléaire (incidents ou accidents, violations des règles de non-prolifération, crise diplomatique), ne peut être exclu et pourrait avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe. À titre d'exemple, l'Allemagne et la Belgique ont toutes deux adopté, respectivement en 2002 et en 2003, une loi de désengagement progressif de la production nucléaire. La loi belge prévoit la fin de la production d'électricité d'origine nucléaire pour 2025 tandis qu'en Allemagne, sur la base d'une durée de vie moyenne des réacteurs de 32 ans, la production d'électricité d'origine nucléaire cesserait en 2020. Des débats sont engagés dans différents pays sur l'avenir de l'industrie nucléaire ; bien que certaines orientations qui se dessinent soient positives, si d'autres États venaient à adopter une législation similaire à celle de l'Allemagne et de la Belgique, cette situation pourrait avoir, à long terme, un impact négatif significatif sur les activités du Groupe.

Le Groupe exerce également des activités dans des pays, notamment la France, où une décision politique pourrait retarder, ou du moins avoir une influence négative sur certains de ses projets, par exemple au regard des programmes militaires. L'un ou l'autre de ces événements pourrait avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

La construction d'un nouveau réacteur tête de série présente, comme tout nouveau projet, des risques liés à sa mise en œuvre technique ainsi qu'au respect de son calendrier de mise en service.

La construction d'un nouveau réacteur de tête de série présente des risques liés aux difficultés rencontrées dans la mise en œuvre technique d'un nouveau procédé et la fabrication de nouveaux composants. De tels risques sont susceptibles d'avoir un effet négatif sur les perspectives de développement de ce type de réacteur et pourraient avoir un impact négatif significatif sur l'activité et la situation financière du Groupe. Par ailleurs, il ne peut être exclu que le calendrier prévu et contractuellement arrêté de mise en service d'un réacteur tête de série puisse ne pas être respecté et qu'un éventuel retard entraîne des conséquences financières négatives pour le Groupe.

Le Groupe a signé avec TVO en décembre 2003 son premier contrat pour la construction d'un réacteur de troisième génération de type EPR qui constitue une tête de série. Ce contrat présente les risques inhérents à une conception nouvelle, à un calendrier serré et à la fabrication de composants de grandes dimensions. Il concerne un projet complexe impliquant de nombreux intervenants et, en particulier, les autorités de sûreté finlandaises qui sont parmi les plus exigeantes au monde. Ainsi qu'il est indiqué à la section 4.5.1.8. du présent document de référence, un retard estimé à six mois dans l'avancement du projet a été annoncé fin décembre 2005. Ce retard a été réévalué le 21 avril 2006 à 8-9 mois. Le Groupe appréciera, selon ses procédures et en fonction des responsabilités respectives des différents intervenants dans ce projet, les éventuelles conséquences d'une évolution de ce retard, sur l'activité et la situation financière du Groupe en 2006.

Les concessions relatives aux activités minières du Groupe sont exposées à un risque de non-renouvellement ou de remise en cause.

Les activités minières sont réalisées dans le cadre de concessions accordées ou de partenariats qui sont soumis à des régimes juridiques différents selon les pays concernés. Au Niger et au Canada, par exemple, la durée moyenne d'une concession est de l'ordre de 20 ans. Malgré la durée relativement longue de ces contrats ou de ces concessions, les activités du Groupe sont exposées à un risque de non-renouvellement ou de remise en cause, ce qui pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités et la situation financière du Groupe.

Les réserves d'uranium indiquées par le Groupe ne constituent que des estimations et il ne peut être certifié que l'exploitation des mines donnera un résultat correspondant aux prévisions.

Les réserves et ressources d'uranium du Groupe ne sont que des estimations réalisées par le Groupe sur la base d'hypothèses géologiques et économiques. Le Groupe pourrait être amené à modifier ses estimations en cas de changement des méthodes d'évaluations et des hypothèses géologiques et/ou en cas de modification des conditions économiques (cf. section 4.4.1.5.).

Il ne peut être garanti que les quantités d'uranium prévues seront produites et que le Groupe recevra le prix prévu pour ces minerais. Il ne peut être assuré que d'autres ressources seront disponibles. De plus, les fluctuations du prix de l'uranium, la hausse des coûts de production, la baisse des taux d'extraction et le rendement des usines peuvent avoir un impact sur la rentabilité des réserves et exiger des ajustements desdites réserves.

L'accès du Groupe à la technologie d'enrichissement par centrifugation gazeuse est conditionné par la signature et la ratification d'un traité quadripartite intergouvernemental modifiant le traité d'Almelo.

Le 24 novembre 2003, le Groupe a signé avec Urenco et ses actionnaires un accord lui permettant d'acquérir le contrôle conjoint de la société ETC disposant de la technologie de l'enrichissement d'uranium par centrifugation, et parallèlement d'accéder à cette même technologie, celle-ci étant utilisée par Urenco depuis plusieurs années. Cette technologie devrait permettre au Groupe de construire une nouvelle usine d'enrichissement d'uranium (Georges Besse II) pour remplacer son installation existante (Georges Besse) faisant appel au procédé de diffusion gazeuse, technologie plus coûteuse en cas d'un remplacement à neuf. Cette dernière usine, mise en service en 1979, est totalement amortie et serait alors arrêtée entre 2010 et 2015, puis démantelée.

Cette acquisition a été soumise aux autorités européennes de la concurrence qui ont donné leur accord officiel le 6 octobre 2004. Toutefois, l'entrée en vigueur de l'accord conclu en novembre 2003 reste suspendue à la signature et la ratification, au plus tard le 5 juillet 2006, d'un traité quadripartite intergouvernemental entre la France, l'Allemagne, le Royaume-Uni et les Pays-Bas ayant pour objet, en complément du traité d'Almelo, de permettre la prise de participation d'AREVA dans le capital d'ETC en qualité de fournisseur de technologie et d'équipements sensibles. Une telle procédure de signature et de ratification est par nature complexe. Si cette dernière condition suspensive n'était pas levée ou si ces accords n'étaient pas pleinement exécutés, le Groupe devrait alors trouver d'autres moyens pour remplacer la technologie de diffusion gazeuse qu'il utilise actuellement. Or, le Groupe n'a pas l'assurance d'y parvenir à des conditions financières équivalentes ou satisfaisantes.

Le Groupe s'est engagé à procéder à un investissement significatif pour accéder à la technologie d'enrichissement de l'uranium par centrifugation en vue de la construction de sa future usine d'enrichissement, mais il ne peut garantir que cet investissement aura la profitabilité escomptée, notamment en cas de retard dans sa mise en œuvre.

Le coût d'acquisition de cette technologie et de la construction de l'usine Georges-Besse II qui devrait être pleinement opérationnelle vers 2017-2018 devrait être de l'ordre de 3 milliards d'euros pour une capacité de production de 7,5 MUTS. Le Groupe ne peut pas garantir que le produit de l'activité de la nouvelle usine lui permettra de couvrir ses charges d'exploitation et d'amortissement ou d'obtenir le retour sur investissements escompté, notamment en cas de modification de la situation concurrentielle sur le marché de l'enrichissement (en particulier en raison de l'évolution de l'application de la déclaration de Corfou par l'agence d'approvisionnement d'Euratom - cf. section 4.4.3.4.).

Bien que la technologie à laquelle le Groupe accéderait soit éprouvée, l'investissement envisagé est soumis à des aléas et le Groupe ne peut garantir que l'usine Georges Besse II sera opérationnelle dans les délais prévus, ce qui pourrait avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe. Par ailleurs, si une telle technologie s'avérait obsolète ou si le Groupe en avait surestimé la valeur, la profitabilité escomptée pourrait ne pas être obtenue.

La fluctuation des cours de l'uranium et des services de conversion et d'enrichissement pourrait avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.

Bien que le Groupe intervienne principalement comme prestataire de services pour la transformation de l'uranium, dont ses clients sont en règle générale "propriétaires", il demeure exposé au risque de variation des cours de l'uranium pour ses activités minières et des cours des services de conversion et d'enrichissement de l'uranium. Historiquement, les cours de l'uranium et des services de conversion et d'enrichissement ont subi des fluctuations. Ils dépendent de facteurs qui ne relèvent pas du contrôle du Groupe, notamment la demande d'énergie nucléaire, les conditions économiques et politiques dans les pays producteurs et consommateurs d'uranium, tels que le Canada, les États-Unis, la Russie et d'autres républiques de la CEI ainsi que certains États d'Afrique et l'Australie, le traitement des matières nucléaires et du combustible usé, la vente des stocks excédentaires civils et militaires (incluant ceux issus du démantèlement des armes nucléaires).

Si les différents cours (uranium naturel, conversion et enrichissement) baissent et restent en dessous des coûts de production sur une période prolongée, cette baisse pourrait avoir un impact négatif sur les activités minières et de transformation de l'uranium (conversion et enrichissement) du Groupe.

Les contraintes juridiques particulières portant sur certaines activités du Groupe pourraient avoir un impact négatif significatif sur sa situation financière.

Certaines activités du Groupe sont soumises à des contraintes particulières de confidentialité, voire de secret (programmes militaires concernant notamment la Business Unit AREVA TA ou programmes de recherches intéressant la Défense), qui pourraient limiter ou empêcher le transfert d'informations à des destinataires n'étant pas soumis aux mêmes contraintes. Ces contraintes pourraient limiter, voire empêcher la croissance de ces activités. Certaines activités, notamment celles exercées par Eurodif, sont par ailleurs soumises à des dispositions fiscales particulières dont la remise en cause pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

4.15.3.3. Risques liés au Pôle Transmission & Distribution

L'intégration du Pôle Transmission & Distribution au sein du Groupe engendre des coûts importants et la garantie relative à la conduite de l'activité du Pôle avant son acquisition par le Groupe est limitée.

Le 9 janvier 2004, le Groupe a finalisé l'accord définitif d'acquisition de la division Transmission & Distribution d'électricité d'Alstom. Cette division est consolidée par intégration globale et représente 3,212 milliards d'euros de chiffre d'affaires soit 31,7 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe. 2005 a été marquée par l'intégration de l'Inde et du Pakistan et la fin des opérations de consolidation du périmètre. Le processus d'optimisation de T&D nécessitera encore, au cours des années à venir, l'emploi d'importantes ressources financières et pourrait encore présenter des difficultés de réalisation. Les difficultés éventuelles du Groupe dans l'optimisation du Pôle Transmission & Distribution pourraient avoir un impact négatif significatif sur l'activité ou la situation financière du Groupe.

Aux termes du contrat d'acquisition de la division Transmission & Distribution d'électricité d'Alstom en date du 25 septembre 2003, AREVA bénéficie de garanties couvrant certains risques trouvant leur origine avant la date de l'acquisition de cette activité par le Groupe, dont certaines sont limitées dans leurs montant et durée. Outre des garanties consenties sur les risques pour le Groupe liés à des vices susceptibles d'affecter certains produits, à l'exécution de certains contrats ou au déroulement de certains litiges, Alstom a notamment consenti (i) une garantie de passif, plafonnée à 175 millions d'euros et dont le seuil de déclenchement est de 19 millions d'euros, contre les conséquences dommageables d'une inexactitude de l'une quelconque de ses déclarations ainsi que contre certains préjudices et insuffisances d'actifs, (ii) des garanties en matière de litiges (voir section 4.15.5.), (iii) une garantie en matière d'environnement expirant en 2014, plafonnée à 250 millions d'euros et intégrant une franchise de 12 millions d'euros, pour laquelle AREVA poursuit l'évaluation environnementale des sites du Pôle Transmission & Distribution, (iv) une garantie illimitée couvrant les risques liés à l'exposition des salariés à l'amiante expirant en 2024.

Depuis fin mars 2006, AREVA ne peut plus présenter de nouvelles réclamations au titre de la garantie de passif sauf sur des domaines spécifiques pour lesquels des durées plus longues ont été accordées. Il ne peut être exclu que les montants des passifs devant être supportés par AREVA soient supérieurs aux plafonds de garantie précités, qu'AREVA ne soit pas indemnisé de ses préjudices ou encore qu'AREVA rencontre des difficultés dans l'exécution éventuelle de ces garanties de passif consenties par Alstom, ce qui pourrait entraîner des coûts supplémentaires significatifs pour le Groupe, susceptibles d'avoir un impact négatif significatif sur sa situation financière.

4.15.4. RISQUES DE MARCHÉ

Un logiciel unique gère l'ensemble de la chaîne des opérations de la Direction de la Trésorerie, depuis l'opération de la salle des marchés, son enregistrement, sa confirmation, jusqu'à sa comptabilisation. Toutes les opérations sont concernées : change, centralisation de trésorerie, prêts et emprunts internes, endettement bancaire et placements.

Risque de change : la volatilité des taux de change, notamment la parité euro/dollar, peut affecter sur le long terme les résultats du Groupe.

L'euro est la principale monnaie utilisée par le Groupe. Le chiffre d'affaires réalisé hors zone euro représente environ 47 % du chiffre d'affaires 2005. Le principal risque de change concerne la variation entre l'euro et le dollar. 18 % du chiffre d'affaires 2005 ont été réalisés dans la zone Amérique du Nord. Le Groupe est également sensible, en tant que producteur d'uranium au Canada, à la parité dollar canadien contre dollar américain dans lequel sont libellés les prix. La sensibilité aux autres monnaies (livre sterling, franc suisse, yen, devises du Sud-Est asiatique et du Moyen-Orient), notamment liée aux activités du Pôle Transmission & Distribution, est de second ordre.

La politique de change du Groupe vise à couvrir les risques de change transactionnels, qu'ils soient avérés ou incertains (dans les phases d'appels d'offres). Ces risques sont couverts par des instruments financiers dérivés ou par des contrats d'assurance spécifiques (voir la Note 33 de l'annexe des comptes consolidés). Les risques bilanciels liés aux prêts et avances à une société du Groupe dans une devise différente de la devise de comptabilisation de la société prêteuse sont également couverts de façon à limiter l'impact sur le résultat net consolidé du Groupe.

La valeur de l'euro par rapport au dollar US est restée identique en moyenne sur l'année 2005 par rapport à l'année 2004 mais s'est dépréciée de 13 % en glissement sur les cours de fin d'année. L'impact de la variation des taux de change sur le résultat opérationnel du Groupe s'élève à -2 millions d'euros en 2005 et s'élevait à plus de 25 millions d'euros en 2004, soit respectivement de 0,3 % et 4 % des résultats opérationnels de ces deux exercices. À moyen ou long terme, si le dollar américain se dépréciait encore, on ne peut exclure que les variations de change aient un effet négatif sur le résultat opérationnel et le résultat net du Groupe.

La gestion des couvertures du risque de change (ainsi que des matières premières cotées) est centralisée pour la plupart des sociétés du Groupe au niveau de la maison mère, ou effectuée en concertation avec la maison mère pour quelques sociétés opérant en leur nom propre en raison d'accords particuliers ou de contraintes réglementaires dans certains pays. La politique du Groupe, approuvée par le Comité Exécutif, est complétée par des procédures de mise en œuvre des opérations avec la salle des marchés du Groupe et des procédures de contrôle des expositions avec les contreparties bancaires. La Direction est informée hebdomadairement et mensuellement des positions et résultats.

Le tableau ci-dessous détaille l'impact des variations des principales devises utilisées par le Groupe sur les principaux indicateurs financiers :

Risque de change au 31 décembre 2005

(en millions d'euros)	Dollar US	Dollar canadien	Livre sterling	Franc suisse	Dollar australien	Autres devises
Positions nettes	1 126	274	62	(54)	(22)	348
Instruments de couverture	(1 203)	(274)	(70)	67	21	(347)
Positions nettes après gestion	**(77)**	**0**	**(7)**	**13**	**(1)**	**1**

La position nette est constituée de créances, de dettes, d'engagements fermes hors bilan (commandes clients et fournisseurs) et de flux futurs (budgets de ventes ou d'achats, marges prévisionnelles sur contrat) des sociétés du groupe AREVA libellées dans des devises différentes de leur propre devise de fonctionnement.

Les instruments de couverture reportés sur ce tableau incluent l'ensemble des dérivés de change souscrits par AREVA (achats et ventes à terme de devises, swaps de devises).

Compte tenu des politiques de couverture du risque de change mises en place dans le Groupe, le risque résiduel sur les positions en devises est faible.

Il correspond notamment à la position de couverture classée en "trading" selon les normes IFRS (essentiellement les couvertures des appels d'offres en devises).

Sont détaillées ci-après les principaux facteurs qui peuvent affecter les différents pôles du Groupe :

- Pôle Amont : ce Pôle est globalement couvert par rapport aux risques de conversion du dollar américain, monnaie de référence des prix mondiaux de l'uranium naturel et des services de conversion et d'enrichissement d'uranium, pour les livraisons devant être effectuées dans les 12 à 18 mois à venir. Par ses productions d'uranium en zone dollar (Canada), le secteur minier de ce Pôle réduit naturellement son exposition, mais doit néanmoins couvrir les cours croisés dollar US/dollar canadien. À fin décembre 2005, ces opérations de couverture des cours croisés représentaient 75 millions de dollars US.

- Pôle Réacteurs et Services : ce Pôle est globalement couvert contre le risque dollar américain. Dans les services et l'ingénierie, la plupart des facturations faites en dollars ont également une base de coûts en dollars. La marge résultante de ces contrats ne fait pas, en général, l'objet de couvertures spécifiques. Seules les ventes de composants lourds (générateurs de vapeur, couvercles de cuves) facturées en dollars américains, qui ont une base de coûts de production en euros, font généralement l'objet de couvertures par des contrats d'assurance spécifiques.

- Pôle Aval : ce Pôle est peu exposé aux risques de change puisque les principaux contrats étrangers hors de la zone euro sont facturés en euros.

- Pôle Transmission & Distribution : ce Pôle est exposé sur de multiples devises et des couvertures sont mises en place projet par projet.

Risque de taux : le Groupe est potentiellement exposé aux variations des taux sur ses emprunts et ses placements

Le Groupe utilise plusieurs types d'instruments financiers, en fonction des conditions de marché, pour contrôler la répartition de la dette à taux fixe et taux variable et la répartition des placements. Les instruments sont principalement des contrats de swaps pour la gestion de la dette et des placements de trésorerie, et des contrats à terme de Futures de taux pour la gestion des placements de taux à moyen terme (voir la note 33 de l'annexe des comptes consolidés).

La gestion du risque de taux est entièrement centralisée au niveau de la maison mère qui centralise (hors cas particuliers ou contraintes réglementaires) les besoins ou excédents de trésorerie quotidiens des filiales et met en place les financements internes ou externes appropriés. La politique du Groupe, approuvée par le Comité Exécutif, est complétée par des procédures de mise en œuvre des opérations par la salle des marchés du Groupe et des procédures de contrôle des risques (instruments, contreparties, crédit, positions). Les produits hors bilan sont réalisés au travers de conventions cadres "FBF" ou "ISDA" et font l'objet d'un suivi spécifique. La Direction est informée mensuellement des performances et résultats réalisés.

Le tableau suivant synthétise l'exposition du Groupe au risque de taux avant et après opérations de gestion hors bilan. Au total, le Groupe est peu exposé à une remontée des taux. Une remontée de 1 % des taux à long terme aurait pour impact une baisse de la valeur de marché du portefeuille de l'ordre de 2 millions d'euros. À contrario, si les taux à court terme étaient 1 % plus élevés, les produits financiers augmenteraient de l'ordre de 7 millions d'euros.

Échéancier des actifs et des dettes financières du Groupe au 31 décembre 2005[1]

(en millions d'euros)	Moins d'1 an	1 an à 2 ans	2 ans à 3 ans	3 ans à 4 ans	4 ans à 5 ans	+ de 5 ans
Actifs financiers [2]	1 552	0	78	73	0	45
dont actifs à taux fixes	*0*	*0*	*78*	*73*	*0*	*45*
dont actifs à taux variables [3]	*1 552*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*
(Dettes financières)	**(379)**	**(101)**	**(119)**	**(115)**	**(115)**	**(111)**
dont dettes à taux fixes	*(72)*	*(10)*	*(7)*	*(3)*	*(3)*	*(29)*
dont dettes à taux variables	*(271)*	*(87)*	*(112)*	*(112)*	*(112)*	*(82)*
dont dettes ne portant pas à intérêts	*(37)*	*(4)*	*0*	*0*	*0*	*0*
Exposition nette avant gestion	**1 173**	**(101)**	**(41)**	**(43)**	**(115)**	**(65)**
part exposée aux taux fixes	*(72)*	*(10)*	*71*	*70*	*(3)*	*17*
part exposée aux taux variables	*1 281*	*(87)*	*(112)*	*(112)*	*(112)*	*(82)*
part ne portant pas à intérêts	*(37)*	*(4)*	*0*	*0*	*0*	*0*
Opérations de gestion Hors Bilan						
sur la dette via swap expo taux fixe	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*
sur la dette via swap expo taux variable	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*
sur les actifs via Futures expo taux fixe	*0*	*18*	*0*	*0*	*(13)*	*(39)*
Exposition après opérations de gestion						
aux taux fixes	*(72)*	*8*	*71*	*70*	*(16)*	*(23)*
aux taux variables	*1 281*	*(87)*	*(112)*	*(112)*	*(112)*	*(82)*
part ne portant pas à intérêts	*(37)*	*(4)*	*0*	*0*	*0*	*0*
Sensibilité indicative sur la part à taux fixes (Variation du P&L M € à une hausse des taux de 1 %) Impact sur le résultat financier	n.s.	0	(1)	(2)	1	1

(1) Hors Put minoritaire Siemens.

(2) Trésorerie et VMP hors actions.

(3) Les échéances < 3 mois sont assimilées à du taux variable.

Risque sur actions : le Groupe détient des actions cotées pour un montant significatif et est exposé à la variation des marchés financiers.

Les actions cotées détenues par le groupe AREVA sont soumises à un risque de volatilité inhérent aux marchés financiers.

Elles sont réparties en trois catégories :

- Titres mis en équivalence : ils concernent essentiellement STMicroelectronics et Eramet (voir la note 15 de l'annexe des comptes consolidés).
- Actions présentes au sein du portefeuille financier dédié aux opérations futures d'assainissement et de démantèlement (voir la Note 14 de l'annexe des comptes consolidés).
- Autres actifs financiers immobilisés : il s'agit de la participation dans Safran détenue à hauteur de 7,4 % de son capital par le Groupe, d'une participation dans Suez à hauteur de 2 % de son capital qui faisait partie en 2004 du portefeuille dédié au démantèlement et de participations dans d'autres société cotées (Total, Société Générale, Alcatel) (cf. Note 16 de l'annexe des comptes consolidés).

(*en millions d'euros*)	**Valeur marché 31 décembre 2005**	Impact var. +/-10 %
Titres mis en équivalence		
STMicroelectronics	1 507	+/- 150
Eramet	547	+/- 54
REpower	40	+/- 4
Titres immobilisés portefeuille financier démantèlement	1 543	+/- 154
Autres actifs financiers immobilisés	1 942	+/- 194

Le risque actions des titres mis en équivalence et des autres actifs financiers immobilisés non courants ne fait pas l'objet de mesures spécifiques de protection contre la baisse des cours.

Le risque sur actions du portefeuille dédié au démantèlement fait partie intégrante de la gestion d'actifs qui, dans le cadre du choix d'allocation actions/obligations, utilise les actions pour apporter un supplément de rendement à long terme. Plus de 60 % de cette exposition est gérée par l'intermédiaire de plusieurs fonds communs de placement dédiés d'actions européennes dont la charte de gestion comprend un contrôle du risque de déviation par rapport à un indice.

Le Groupe n'est pas soumis au risque de liquidité

Compte tenu du fait que le Groupe présente une trésorerie nette des dettes financières positive (cf. Notes 20 et 27 de l'annexe des comptes consolidés), il n'est pas soumis au risque de liquidité à la date de publication du présent document.

Certains accords financiers du Groupe prévoient des covenants, qu'il ne pourrait plus satisfaire si sa situation financière évoluait défavorablement.

En règle générale, les conditions de crédit accordées au Groupe sont indépendantes du fait qu'il est majoritairement contrôlé par l'État. Toutefois, il existe dans pratiquement toutes les lignes de crédit du Groupe une clause au terme de laquelle la filiale emprunteuse ou la société du Groupe garantissant l'emprunt (dans le cadre d'une ligne de crédit syndiquée) doit rester une filiale d'AREVA, cette dernière demeurant détenue à au moins 51 % par l'État français.

La capacité du Groupe à maintenir et à obtenir des financements dépend largement de ses performances financières. Comme l'indique le tableau figurant à la Note 27 de l'annexe aux comptes consolidés, certains des engagements financiers du Groupe contiennent des covenants impliquant le respect de ratios financiers préétablis.

Par ailleurs, constitue un cas d'exigibilité anticipé le fait pour l'État de ne plus détenir directement ou indirectement 51 % du capital et des droits de vote des sociétés emprunteuses.

Un financement par ligne de crédit de 228 millions de dollars canadiens au 31 décembre 2005 (soit 166 millions d'euros), en place jusqu'en novembre 2006 et utilisé par AREVA NC Resources Inc., donne lieu au respect des trois ratios financiers suivants relatifs à ses comptes sociaux :

- dette totale externe consolidée/(fonds propres + avances actionnaires) < (inférieur ou égal à) 100 % ;
- cash-flow consolidé + intérêts exigibles (externes + intragroupe) + variation de la dette intragroupe / frais financiers € (supérieur ou égal à) 1,5 ;
- besoin en fonds de roulement ajusté € supérieur ou égal à 10 millions de dollars canadiens.

Bien qu'au 31 décembre 2005 les ratios précités soient respectés avec une marge de sécurité suffisante, tout changement significatif dans la situation financière du Groupe pourrait l'empêcher dans le futur de les respecter.

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie lié à son utilisation de dérivés utilisés pour contrôler son exposition sur certains marchés.

Le Groupe utilise plusieurs types d'instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de change, de cours des matières premières, de cours de certains titres cotés ainsi que pour gérer le risque de taux de sa dette et protéger ses placements. Le Groupe utilise principalement des achats et ventes à terme, des produits dérivés ("futures" ou produits optionnels) pour couvrir ces types de risques. Dans les hypothèses visées ci-dessus, ces transactions exposent le Groupe au risque du défaut de contrepartie de tels contrats dans le cas où ils ne sont pas traités sur des marchés organisés.

Ce risque est contrôlé par un ensemble de limites fixées par établissement financier en fonction de leur rating.

4.15.5. LITIGES ET PROCÉDURES JUDICIAIRES

Le Groupe est partie prenante dans un certain nombre de litiges susceptibles d'avoir un impact négatif significatif sur ses activités et sa situation financière (cf. Note 35 de l'annexe des comptes consolidés).

Dans le cours normal de ses affaires, le Groupe fait face à des litiges, que l'on peut classer en trois catégories :

- des contestations d'autorisations administratives d'exercer ses activités, généralement par des opposants au nucléaire, ou des demandes liées à des dommages environnementaux ;
- des allégations de pratiques anti-concurrentielles ;
- des actions en responsabilité civile du fait de la défaillance alléguée de certains équipements ou produits. Le Groupe peut être amené, à la suite de décisions de justice, à payer des sommes au titre d'amendes ou de dommages et intérêts, ou à conclure des transactions, susceptibles d'avoir un effet négatif significatif sur ses activités et sa situation financière. Ces litiges sont également susceptibles de faire encourir au Groupe des dépenses conséquentes liées à la conduite de ces procédures. En outre, les litiges initiés par les opposants aux activités nucléaires peuvent, par leur retentissement médiatique, affecter la notoriété du Groupe et avoir un impact qui va au-delà de leurs enjeux financiers souvent limités.

Les charges qui peuvent résulter de ces litiges ou procédures font l'objet d'un provisionnement approprié au terme d'une analyse litige par litige. Au 31 décembre 2005, le montant des provisions pour litiges (hors autres provisions pour risques) s'élève à 43 millions d'euros, étant précisé que certains sujets évoqués dans la présente section ne faisant pas encore l'objet d'une procédure contentieuse, notamment l'affaire ISF2, sont provisionnés au titre de l'exécution des contrats (cf. Note 26 de l'annexe des comptes consolidés).

Par ailleurs, certains litiges concernent des dommages qui font l'objet d'une couverture par les polices d'assurance souscrites par le Groupe ou d'une autre forme de garanties.

À la connaissance du Groupe, il n'existe pas d'autres litiges, arbitrages ou faits exceptionnels susceptibles d'avoir ou ayant eu dans un passé récent un impact négatif significatif sur sa situation financière et sur ses activités, hormis ceux figurant ci-après :

Usec (litige concernant AREVA NC)

À la suite des plaintes déposées en décembre 2000 par Usec, concurrent américain du Groupe dans le secteur de l'enrichissement de l'uranium, à l'encontre des enrichisseurs européens Urenco et EURODIF, le département du Commerce américain (US Department of Commerce - DOC) a imposé des droits compensateurs provisoires, pour "dumping" (AD) et "subvention" (CVD), applicables à partir de mi-2001, aux importations européennes aux États-Unis d'uranium enrichi. L'imposition de ces droits provisoires donne lieu à des dépôts de garantie auprès des douanes américaines, qui s'élevaient au 31 décembre 2005, à plus de 187 millions de dollars américains pour EURODIF.

EURODIF a contesté ces décisions via des procédures administratives devant le DOC et des procédures judiciaires devant la Cour américaine pour le Commerce International (Court of International Trade - CIT) et en appel devant la "Court of Appeals for the Federal Circuit" (CAFC).

Dans le cadre de la procédure administrative, EURODIF et Usec ont demandé au DOC la révision des droits compensateurs provisoires versés en 2001, 2002, 2003 et 2004. Les décisions sur les révisions des droits ont été notifiées en juillet et décembre 2004 pour les années 2001 et 2002, en juillet et septembre 2005 pour l'année 2003, et en février et mars 2006 à titre provisoire pour l'année 2004. Le niveau des droits compensateurs AD et CVD, après révision, a été réduit sensiblement par rapport aux montants des droits provisoires. Ces nouveaux taux sont applicables aux droits à déposer sur les exportations d'uranium enrichi aux États-Unis et jusqu'à la fin de la révision 2004 ou à la fin de la procédure judiciaire.

Dans le cadre de la procédure judiciaire, la "Court of Appeals for the Federal Circuit" (CAFC), a rendu le 3 mars 2005 une décision en faveur d' EURODIF. Elle a en effet confirmé que les contrats Eurodif étaient bien des contrats de prestations de services n'entrant pas, dans le champ d'application de la loi "antidumping", applicable uniquement aux produits. Elle a par ailleurs confirmé que les prestations de service rendues par Eurodif auprès d'EDF n'étaient pas soumises à la loi sur les "subventions", les conditions de rémunération des prestations de service de l'enrichissement de l'uranium par une entité gouvernementale étrangère ne pouvant pas constituer une subvention. Les demandes de "rehearing" et "bench hearing" faites par USEC et le DOC ont été rejetées le 9 septembre 2005 par la CAFC, tant par les 3 juges ayant rendu la décision du 3 mars 2005, que par l'assemblée plénière de la CAFC. Cette Cour a renvoyé le dossier à la CIT, qui a, à son tour, ordonné au DOC de se mettre en conformité avec ces décisions. Ainsi, une fois que ces nouvelles décisions seront conformes, fermes et définitives, ce qui n'est pas encore le cas, elles déclencheront le processus mettant fin aux mesures de protection CVD et AD et dans les 180 jours suivant, les douanes liquideront et rembourseront les dépôts de caution.

ISF2 (affaire concernant AREVA NP)

Le contrat ISF2 porte sur la conception et la construction d'une installation de conditionnement et de stockage à sec d'assemblages combustibles usés ("Interim Storage Facility n° 2" ou "ISF2") issus de l'exploitation des réacteurs 1, 2 et 3 de la centrale nucléaire de Tchernobyl (environ 22 000 assemblages aujourd'hui entreposés sur le site). Le contrat a été conclu le 7 juillet 1999 entre un "Prestataire", constitué par un groupement de sociétés dont AREVA NP est le chef de file, et un "maître d'œuvre" (le "State Special Enterprise Tchernobyl (Ukraine)"), assisté d'un maître d'œuvre délégué (le "Project Management Unit" ou "PMU"). Le contrat est entièrement financé par les pays donateurs (G8) au travers de la Banque européenne de reconstruction et de développement (BERD), un traité ayant été conclu à cet effet avec l'État ukrainien. Ce contrat n'est pas lié à l'accident grave qui s'est produit sur ce site en 1986 sur le réacteur 4.

Le problème majeur de ce contrat est la notification tardive de l'inexactitude et du manque de fiabilité des données techniques initiales transmises par le maître d'œuvre. En conséquence, de profondes modifications de la conception de l'installation, objet du contrat ISF2, sont nécessaires alors que les travaux de génie civil sont quasiment achevés. Ces considérations ont conduit AREVA NP à demander en juillet 2005 aux pays donateurs un financement complémentaire et une extension de délai. Outre cette demande, le Groupe a provisionné une somme importante afin de faire face à ses obligations contractuelles.

L'assemblée des pays donateurs, face à ces surcoûts significatifs, a demandé à la BERD de faire procéder, en dehors de tout cadre contractuel, à un audit technico-financier du projet. En parallèle de cet audit, le contrat a été suspendu d'un commun accord en octobre 2005 et des travaux ont été lancés dans le cadre d'une Lettre d'Intention, pour laquelle AREVA NP est rémunérée, afin que les sujets les plus critiques pour l'avancement du projet puissent néanmoins se poursuivre. Cette Lettre d'Intention expire fin mars 2006 et devrait être remplacée par un contrat de services spécifique.

Les conclusions de l'audit technico-économique ont été rendues fin janvier 2006. Ces conclusions sont défavorables à AREVA NP qui les a rejeté lors de l'assemblée des pays donateurs du 14 février 2006 et a fait de nouvelles propositions pour faire avancer ce projet. Le contrat reste pour le moment suspendu jusqu'à ce que les parties trouvent les termes d'un accord satisfaisant qui permettrait de le reprendre.

La finalisation de cet accord est complexe car elle implique non seulement les parties au contrat mais également, les pays donateurs finançant le projet au travers de la BERD, les Autorités de sûreté ukrainiennes et le PMU. À ce stade, aucune procédure contentieuse n'a été engagée, les discussions techniques et contractuelles sur les modifications à apporter à l'installation et au contrat ISF2 étant toujours en cours.

AREVA NC/Greenpeace (Chalon)

Le 19 février 2003, un des camions de la société AREVA NC Logistics qui transportait un chargement de matières nucléaires en provenance de l'usine AREVA NC La Hague à destination de l'usine de Cadarache a été immobilisé puis tagué par une opération de type "commando" de militants de l'association Greenpeace France en plein centre de la ville de Chalon-sur-Saône.

Par un jugement en date du 9 janvier 2006, le tribunal correctionnel de Chalon-sur-Saône a condamné l'association Greenpeace France pour dégradation de bien d'autrui à 7 500 euros d'amende et à verser à AREVA NC Logistics la somme de 1 760 euros au titre de la réparation du préjudice matériel. En outre, Les anciens directeur général et président de l'association ont été condamnés, à titre personnel, respectivement à 5 000 et 2 000 euros d'amende pour complicité d'entrave à la circulation. Les autres militants interpellés ont été condamnés à des peines d'amende comprises entre 500 et 800 euros.

AREVA NC/Greenpeace (Transports Pays-Bas)

Greenpeace a lancé une action en référé contre un transport de combustibles usés en provenance de la centrale de Borssele (Pays-Bas). Par une ordonnance en date du 3 mars 2006, le Président du tribunal de grande instance de Cherbourg a enjoint à AREVA NC de communiquer à Greenpeace France une copie certifiée conforme à l'original des contrats de retraitement entre AREVA NC et son client ainsi que le programme de retour détaillé des déchets issus des opérations.

Contestations d'autorisations administratives

Un certain nombre d'autorisations administratives délivrées au Groupe pour l'exercice de ses activités font l'objet de contestations par des tiers. Il s'agit de litiges habituels liés aux spécificités des activités du Groupe. Le Groupe estime disposer dans les affaires citées ci-après de moyens de défense sérieux, même si tout risque d'annulation ne peut être exclu.

Autorisations concernant les activités du site de La Hague

- AREVA NC c/Greenpeace France, Crilan et Réseau Sortir du nucléaire – Recours en annulation contre les décrets du 10 janvier 2003 portant modification des installations de La Hague (STE3, UP2-800 et UP3-A) – Le recours contre le décret du 10 janvier 2003 portant modification de l'INB n° 118 (STE3) a été rejeté par le Conseil d'État par une décision définitive en date du 28 juillet 2004. Les deux autres recours contre les décrets du 10 janvier 2003 autorisant AREVA NC à modifier les INB 116 (UP-3A) et 117 (UP2-800) sont en cours d'instruction devant le Conseil d'État. Concernant le recours contre le décret n° 2003-31 du 10 janvier 2003 autorisant AREVA NC à modifier les périmètres des INB du site de La Hague, l'association CRILAN s'est désistée de l'instance le 31 juillet 2003.

- AREVA NC c/Greenpeace France, Crilan et Réseau Sortir du nucléaire – Recours en annulation contre l'arrêté interministériel du 10 janvier 2003 autorisant AREVA NC à poursuivre les prélèvements d'eau et les rejets d'effluents radioactifs liquides et gazeux pour l'exploitation du site de La Hague. La procédure est toujours pendante devant le tribunal administratif de Caen.

- AREVA NC c/Greenpeace – Affaire Ansto – Action civile au fond de Greenpeace tendant à l'interdiction du traitement à La Hague du combustible usé MTR provenant du réacteur de recherche australien. L'association Greenpeace, qui a interjeté appel, a été déboutée en première instance devant le tribunal de grande instance de Cherbourg. L'arrêt de la Cour d'appel de Caen du 12 avril 2005 a ordonné la production de l'autorisation opérationnelle de traitement des combustibles usés MTR en date du 29 mars 2005 mais publiée au Journal Officiel du 14 avril 2005. Le traitement du combustible australien a commencé le 9 juin 2005. Cette décision a fait l'objet d'un recours en cassation, rejeté le 7 décembre 2005

Autres autorisations

- Mine de McClean au Canada – Le 23 septembre 2002, faisant suite à une plainte déposée de l'association Inter-Church Uranium Committee Educational Cooperative (ICUCEC), la Cour fédérale du Canada a prononcé en première instance l'annulation du permis d'exploitation, délivré en 1999, par l'Atomic Energy Control Board (AECB) à la mine d'uranium et l'usine de McClean. Sur appel de Cogema Inc., la Cour fédérale d'appel du Canada a annulé la décision rendue en première instance. La demande d'appel de l'ICUCEC devant la Cour suprême du Canada a été rejetée par une décision de cette dernière en date du 24 mars 2005, ce qui met fin à la procédure judiciaire concernant la validité de l'autorisation de l'exploitation du site.

Litiges en matière d'environnement

- AREVA NC / Association Sources et Rivières du Limousin (ASRL), Fédération France nature environnement(FNE) et association ANPER-TOS. Des associations ont porté plainte pour abandon de déchets et atteinte à la vie piscicole à proximité des sites miniers près de Bessines (Division minière de la Crouzille). L'audience devant le tribunal correctionnel de Limoges s'est tenue le 24 juin dernier. Le jugement rendu par le tribunal correctionnel de Limoges du 14 octobre 2005 a relaxé complètement AREVA NC des infractions qui lui étaient reprochées. La relaxe prononcée par le juge pénal le 14 octobre 2005 est par conséquent définitive. Les parties civiles ont fait appel. L'affaire sera plaidée devant la Cour d'appel de Limoges le 24 mai 2006, mais sur les seuls intérêts civils.

- Comurhex c/Prud'homie de Bages Port La Nouvelle et autres. Une association de pêcheurs demande réparation à Comurhex d'un préjudice économique lié à la diminution des ressources halieutiques de l'étang de Bages en raison d'une dégradation de l'étang par apports de nitrates. Depuis le dépôt des conclusions de Comurhex en 2004, l'affaire est toujours pendante devant le tribunal de grande instance de Narbonne. Une audience de plaidoirie a été fixée le 28 septembre 2006.

- Horn Rapids/Yakama Indian Nation. Deux agences fédérales des États-Unis font l'objet d'une plainte par la Yakama Indian Nation pour, entre autres demandes, pollution d'une nappe phréatique par du trichloroéthane dans l'État de Washington, une région dans laquelle AREVA NP exploite le site de Richland. Si une pollution s'est réellement produite, il s'agit d'une pollution ponctuelle ne présentant pas de risque majeur pour l'environnement, étant précisé que la concentration du produit a déjà atteint un niveau conforme à la réglementation sur l'eau potable.

Litiges concernant AREVA T&D

Un certain nombre de précontentieux ou litiges dans lesquels la division T&D d'Alstom était impliquée au moment de son acquisition par le Groupe font l'objet d'une garantie spécifique au bénéfice d'AREVA dans le cadre du contrat d'acquisition de la branche T&D d'Alstom (le "Contrat d'acquisition"). Alstom a accepté de garantir totalement ou partiellement AREVA contre les conséquences financières nettes (tenant compte des provisions, des indemnités d'assurance et de l'impact fiscal) éventuelles de l'ensemble des litiges énumérés dans le Contrat d'acquisition (cf. section 4.15.3.3.).

Par ailleurs, d'autres précontentieux, risques d'amendes ou litiges sont apparus après la signature du Contrat d'acquisition et ont donné lieu à des notifications par AREVA à Alstom dans le cadre du Contrat d'acquisition. Les préjudices qui en découleraient devraient être couverts, selon AREVA, par la garantie de passif stipulée dans le Contrat d'acquisition (voir également la section 4.15.3.3. concernant les risques relatifs à cette garantie), aux termes de laquelle Alstom doit indemniser AREVA en cas de préjudice subi qui ne serait pas couvert par une assurance ou une provision constituée à cet effet.

Les principaux événements survenus à compter de la signature du Contrat d'acquisition, sont décrits ci-après.

- Enquête de la Commission européenne sur des pratiques anticoncurrentielles sur le marché des "Gas Insulated Switchgears". Des investigations ont été engagées par la Commission européenne à partir de mai 2004 tendant à mettre en évidence des pratiques sur le marché des "Gas Insulated Switchgears" (équipements électriques utilisés comme des composants majeurs dans les sous-stations) qui pourraient relever de la réglementation relative à la prohibition des ententes. Il est probable que la Commission ouvre une procédure formelle.

  Si la Commission devait conclure au terme de la procédure qu'il y a eu des pratiques anticoncurrentielles d'ententes, elle pourrait alors infliger une amende qui serait susceptible d'atteindre, en théorie, 10 % du chiffre d'affaires de l'entreprise considérée pour l'année précédant l'année de la décision. L'évaluation du montant de cette amende dépend de considérations juridiques complexes liées, notamment, au chiffre d'affaires retenu pour en déterminer l'assiette et à son imputation totale ou partielle au groupe AREVA. Cette enquête a généré des investigations de la part d'autres autorités de la concurrence en Hongrie, au Brésil, en Nouvelle-Zélande, en Australie, au Mexique et en Turquie. L'autorité de la concurrence hongroise a sanctionné pour pratique anti-concurrentielle les sociétés qui sont également concernées par l'enquête de la Commission. Elle a retenue une responsabilité partagée d'AREVA et d'Alstom pour les faits concernés, responsabilité répartie au prorata de la durée pendant laquelle l'un ou l'autre groupe a dirigé l'entité considérée.

  AREVA collabore pleinement, dans le cadre des démarches auprès de la Commission, afin que ce dossier soit résolu dans les meilleures conditions. AREVA estime que les conséquences financières de ce litige qu'elle aurait à supporter directement devraient être couvertes dans le cadre de la garantie de passif par Alstom pour l'enquête ouverte par l'Union européenne comme pour les autres enquêtes. Par ailleurs, même si le Groupe a pris les mesures qu'il estime nécessaires afin de s'assurer du respect du droit de la concurrence, il ne peut exclure que la Commission européenne ou d'autres autorités de la concurrence dans d'autres juridictions ne procèdent à d'autres investigations sur d'autres activités du Pôle Transmission & Distribution.

- Sanction administrative prise à l'encontre AREVA T&D SA de CV. AREVA T&D SA de CV, filiale mexicaine d'AREVA T&D, avait fait l'objet d'une sanction d'interdiction de participer aux marchés publics au Mexique pendant deux ans sur la base d'allégations de pratiques anticoncurrentielles ayant leur origine dans un contrat signé par Alstom avec un consultant antérieurement à l'acquisition par AREVA du Pôle Transmission & Distribution. Cette sanction a été déclarée inapplicable par les juridictions mexicaines à l'entreprise pour des raisons de prescriptions de l'action. Toutefois AREVA T&D SA de CV a reçue une deuxième notification d'une sanction identique qui l'a conduite à engager une procédure visant a faire reconnaître le caractère de "chose jugée" de la décision de justice rendue précédemment. La cour chargée d'apprécier le bien fondé de cette action a donné raison à AREVA T&D SA de CV, ce qui devrait conduire le tribunal en charge du dossier à considérer comme illégitime la nouvelle sanction et à ordonner son annulation.

- Ling Ao. Sept transformateurs de puissance ont été livrés à l'électricien DMNC pour la centrale nucléaire de Ling Ao. La réception provisoire a été prononcée en août et en novembre 2002. À partir d'avril 2003, différentes anomalies ont été constatées sur les transformateurs. Des campagnes de vérifications et de réparations sont menées pour certaines sur le site même de Ling Ao, pour d'autres dans l'usine AREVA T&D de Shanghaï. Les différentes opérations prévues s'échelonneront tout au long de l'année 2005. L'évaluation du coût de ces réparations s'élève à un montant compris entre 4 et 11 millions d'euros en fonction du nombre de transformateurs qui pourraient se révéler défectueux. AREVA T&D est en train d'établir quelle serait la couverture d'assurance disponible dans ce cas.

4.15.6. COUVERTURE DES RISQUES ET ASSURANCES

Le provisionnement des différents litiges en cours est décrit dans le paragraphe 4.15.5.

Les autres facteurs de risques n'ont pas fait l'objet de provisions comptables. Une attention particulière leur est portée dans le cadre des procédures de gestion des risques et ils sont revus lors de la "cartographie des risques" réalisée annuellement par le Groupe (voir paragraphe 4.15.1.2.). S'ils se réalisaient, certains de ces risques pourraient être couverts par une ou des polices que le Groupe a souscrites dans le cadre de sa politique d'assurance.

En effet, pour réduire les conséquences de certains événements potentiels sur son activité et sa situation financière, AREVA recourt à des techniques de transferts de risques auprès des assureurs et des réassureurs du monde entier. Ces assureurs sont des acteurs reconnus sur les marchés internationaux. AREVA est ainsi dotée d'une couverture d'assurance pour ses risques industriels, sa responsabilité civile et d'autres risques relatifs à ses activités à la fois nucléaires et non nucléaires, le montant de la garantie variant selon la nature du risque.

La politique en matière d'assurances est conduite, pour l'ensemble du Groupe, par la Direction des Risques et des Assurances (DRA) d'AREVA, qui :

- propose au Directoire des solutions de financement interne ou de transfert de ces risques au marché de l'assurance ;
- négocie, met en place et gère les programmes globaux et mondiaux d'assurance pour l'ensemble du Groupe et rend compte au Directoire des actions entreprises et des coûts engagés ;
- négocie, en appui des filiales concernées les règlements de sinistres.

4.15.6.1. Assurances spécifiques relatives aux activités d'exploitant d'installations nucléaires

Responsabilité civile nucléaire

Régime juridique de responsabilité

Le régime international de responsabilité civile nucléaire repose sur une série de principes dérogatoires aux mécanismes du droit commun de la responsabilité : l'exploitant de l'installation nucléaire ayant causé le dommage en est exclusivement responsable. C'est le principe de canalisation. Sa responsabilité est objective, c'est-à-dire sans faute, et n'admet que de rares exonérations. L'exploitant d'une installation nucléaire est donc tenu d'indemniser les victimes des dommages corporels et matériels qu'elles ont subis. L'exploitant a l'obligation de maintenir une forme de garantie financière (généralement, il s'agit d'une assurance), afin de couvrir sa responsabilité. Ce principe de canalisation de la responsabilité sur l'exploitant a pour contrepartie une certaine limitation de sa responsabilité. En revanche, il permet une indemnisation rapide des victimes qui n'ont pas à prouver la faute de l'exploitant (ou de ses sous-traitants) du fait de ce régime dérogatoire au droit commun.

Ce régime dérogatoire est décrit dans des conventions internationales comme la convention de Paris du 29 juillet 1960 modifiée, sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire et la convention complémentaire de Bruxelles du 31 janvier 1963 modifiée, qui sont reprises par les lois nationales (en France la loi n° 68-943 du 30 octobre 1968 modifiée). Le Price Anderson Act (États-Unis) prévoit également un régime dérogatoire de ce type.

Tous les pays dans lesquels le groupe AREVA a une activité d'exploitant d'installations nucléaires sont soumis à l'un de ces régimes.

À titre d'exemple, les principes des conventions, applicables dans les pays dans lesquels AREVA exerce une activité d'exploitant d'installations nucléaires, sont décrits ci-dessous.

• Régimes des Conventions de Paris et Bruxelles

Les caractéristiques fondamentales de la Convention de Paris peuvent se résumer comme suit :

- Nature de la responsabilité : la responsabilité objective et exclusive est concentrée sur la personne de l'exploitant de l'installation nucléaire où sont détenues ou dont provenaient les substances nucléaires qui ont causé les dommages.

- Personne responsable : l'exploitant d'une installation nucléaire est la personne désignée ou reconnue par l'autorité publique compétente comme l'exploitant de cette installation. Si l'accident survient en cours de transport, le responsable est en principe l'exploitant expéditeur (et non le transporteur) jusqu'à ce que l'exploitant destinataire ait assumé la responsabilité au terme d'un contrat écrit ou ait pris en charge les substances radioactives.

- Exonérations : l'exploitant n'est pas responsable des dommages causés par un accident nucléaire si cet accident est dû directement à des conflits armés, des hostilités, des actes de guerre civile, d'insurrection ou des cataclysmes naturels de caractère exceptionnel.

- Limitations de la responsabilité : la responsabilité de l'exploitant est limitée à la fois quant à son montant et à sa durée. À titre d'information, la France a instauré un montant maximal de responsabilité de l'exploitant de 91,5 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation, et à 22,9 millions d'euros par accident en cours de transport et dans les installations à risques réduits. Les actions en réparation se prescrivent par trois ans à compter du moment où la victime a eu connaissance du dommage, mais ne peuvent toutefois être intentées plus de dix ans à compter du jour de l'accident. Le délai imparti pour introduire des actions en réparation est de dix ans à compter de la date de l'accident.

- Garantie financière : pour qu'il soit certain que les fonds seront disponibles afin de procéder à l'indemnisation, la convention stipule que l'exploitant devra être tenu d'avoir et de maintenir une assurance ou une autre garantie financière approuvée par l'État de l'installation représentant le montant de sa responsabilité, déterminé conformément à la convention. Jusqu'à présent l'assurance est la forme la plus courante de garantie financière. À titre d'information, la loi française (article 7 de la loi du 30 octobre 1968) fait obligation à chaque exploitant d'avoir et de maintenir une assurance ou une autre garantie financière à concurrence, par accident, du montant de sa responsabilité. Cette garantie financière doit être agréée par le ministre de l'Économie et des Finances.

- En termes de primes d'assurance, la position oligopolistique dans laquelle se trouvent les assureurs des risques nucléaires entraîne une relative stabilité des primes d'assurance.

• La Convention complémentaire de Bruxelles

Elle détermine la prise en charge des dommages par les États parties à la convention lorsque ceux-ci dépassent les limites de responsabilité de l'exploitant nucléaire. Cette indemnisation complémentaire sur fonds publics fait intervenir, dans un premier temps, l'État où se trouve l'installation et, dans un deuxième temps, la communauté de tous les États parties à cette convention complémentaire.

À titre d'exemple, en cas d'accident survenant sur une installation nucléaire de base française, l'État français interviendrait au-delà de 91,5 millions d'euros et à concurrence de 228,6 millions d'euros, puis la communauté des États parties à la convention de Bruxelles interviendrait au-delà de 228,6 millions d'euros jusqu'à 381,1 millions d'euros.

• Travaux de révision des Conventions de Paris et Bruxelles

Les protocoles d'amendement des Conventions de Paris et Bruxelles, qui étaient en projet en 2002, ont été signés le 12 février 2004 par les représentants des États signataires. Pour autant, ces Conventions révisées ne sont pas encore en vigueur, puisqu'elles doivent d'abord être ratifiées par les différentes parties contractantes (France, Grande-Bretagne, Belgique, Allemagne…) et ensuite faire l'objet d'une transposition législative dans chaque État signataire. Pour la France, un projet de loi autorisant l'approbation des protocoles du 12 février 2004 a été adopté par l'Assemblée Nationale le 4 avril 2006 et transmis pour examen au Sénat. Par ailleurs, le projet de loi relatif à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire contient les dispositions visant à modifier la loi n° 68-943 du 30 octobre 1968.

Les modifications essentielles concernent l'augmentation des trois tranches d'indemnisation. Ainsi, la responsabilité de l'exploitant, actuellement de 91,5 millions d'euros, passerait à 700 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation (et 70 millions d'euros pour une installation à risques réduits). Ce montant serait porté de 22,9 millions d'euros à 80 millions d'euros par accident en cours de transport.

L'État où se trouve l'installation nucléaire responsable du dommage interviendrait au-delà de 700 millions d'euros et à concurrence de 1 200 millions d'euros. Au-delà de ce montant, l'ensemble des États signataires interviendraient jusqu'à 1 500 millions d'euros. Un mécanisme d'augmentation de ces montants serait alors prévu par la Convention au fur et à mesure de l'adhésion de nouveaux États.

Le délai de prescription de l'action en réparation passera, à compter de l'entrée en vigueur des protocoles précités, à trente ans à compter de la date de l'accident pour les dommages corporels, et à dix ans pour les autres dommages. La victime doit en tout état de cause exercer son recours dans un délai maximum de trois ans à compter du moment où elle a eu connaissance du dommage.

• Régime du Price Anderson Act

Aux États-Unis, le Price Anderson Act (PAA) prévoit une canalisation des demandes d'indemnisation sur les exploitants nucléaires. Sont seuls concernées par le PAA, les installations situées aux États-Unis et contrôlées par la Nuclear Regulatory Commission (NRC) ainsi que celles appartenant au DOE (Department of Energy). Les autres installations restant régies par le droit commun.

Au titre du PAA, quel que soit le responsable, c'est l'exploitant nucléaire qui assume les conséquences financières à l'égard des victimes. Dans le cas d'un accident en cours de transport de matières appartenant au DOE, même si le transporteur a commis une faute et peut donc être reconnu responsable, seul le DOE indemnisera les victimes (principe de la canalisation économique). Deux cas se présentent donc, selon que l'on exploite une installation régie par la NRC, ou que l'on exerce des activités en tant que contractant du DOE :

1. Exploitation d'une installation régie par la NRC. Seules les centrales nucléaires d'une puissance nominale de 100 MWe ou plus et certains réacteurs de recherche et d'essai sont tenus de bénéficier d'une garantie financière. Le système d'indemnisation du Price Anderson Act fournit une garantie de 9,7 milliards de dollars US, constituée en deux tranches :

- la première correspond à une assurance souscrite par l'exploitant d'une centrale à hauteur de 300 millions de dollars US, sur le marché privé de l'assurance nucléaire (ou une garantie financière équivalente),

- la seconde correspond à un fonds de garantie géré par la NRC et constitué par les primes payées par les exploitants, qui accorde une garantie de 95,8 millions de dollars US par tranches de réacteurs présentes sur le site de l'exploitant au cas où la première ligne (les 300 premiers millions de dollars US) serait dépassée. Ce fonds dédié est doté à l'heure actuelle de 9,4 milliards de dollars US.

Si les deux premières lignes venaient à être insuffisantes pour couvrir les dommages aux tiers, ce serait au Congrès de voter une indemnisation complémentaire.

Par exemple, l'exploitant d'une centrale de quatre tranches devra avoir une police d'assurance de 300 millions de dollars US, puis la NRC interviendra à hauteur de 4 x 95,8 millions de dollars US. La centrale bénéficiera donc d'une garantie totale de 683,2 millions de dollars US.

Les usines de fabrication de combustible ou les installations de traitement ne sont pas soumises au système du Price Anderson Act et n'ont aucune obligation légale de souscrire une police d'assurance. Elles recourent néanmoins au marché de l'assurance pour le montant maximum que le marché de l'assurance accorde au moment de la souscription.

2. Contractant du DOE. Dans le cas de contractants du DOE, le DOE indemnisera les victimes d'un accident nucléaire, à concurrence de la limite légale pour un accident nucléaire à une centrale nucléaire de type industrielle aux États-Unis, soit 9,7 milliards de dollars US, sans recourir au marché de l'assurance. S'agissant d'un accident nucléaire en dehors des États-Unis (dans le cadre d'opérations de transport notamment), la réparation est limitée à 100 millions de dollars US et ne couvre que les accidents impliquant de la matière appartenant au gouvernement américain.

Description des assurances souscrites

Pour ses installations nucléaires de base (INB) tant en France qu'à l'étranger et pour ses activités de transport nucléaire, la responsabilité du Groupe découlant de ces activités fait l'objet de couvertures d'assurance spécifiques définies par les lois des pays où sont implantées ces installations ainsi que par les conventions internationales (Convention de Paris, Convention de Bruxelles). Il existe deux polices souscrites en France, une en Allemagne, une en Belgique et deux aux États-Unis. Ces polices d'assurances spécifiques pour les exploitants sont conformes aux conventions, y compris en termes de plafonds des montants de garantie. Ces assurances sont réassurées par les pools nucléaires des différents pays (Assuratome en France, DKV en Allemagne, Syban en Belgique, ANI aux États-Unis).

Assurances Dommages et Pertes d'exploitation nucléaire

Du fait de la nature des dommages susceptibles d'être causés aux installations, ces assurances ne sont fournies que par des pools ou des mutuelles spécialisées capables de fournir les garanties adaptées. Les montants de garantie de ces assurances sont basées sur les capitaux estimés en valeur à neuf et sur une estimation du Sinistre Maximum Possible (SMP). L'engagement des assureurs peut ainsi dépasser le milliard d'euros pour certaines installations.

Par ailleurs, les activités minières ainsi que les sites américains et belges sont exclus des garanties Dommage et Pertes d'exploitation du process nucléaire et font l'objet d'assurances autonomes, contrôlées par la DRA.

4.15.6.2. Programmes d'assurances mondiaux du Groupe

Responsabilité civile des mandataires sociaux

L'objet de cette garantie est triple : il s'agit, en premier lieu, d'assurer une couverture des conséquences pécuniaires de la responsabilité civile pouvant incomber aux mandataires sociaux du Groupe, en raison des dommages causés aux tiers, pour faute professionnelle commise dans le cadre de leurs fonctions. Il s'agit en second lieu de rembourser les sociétés du Groupe dans le cas où elles peuvent légalement prendre à leur charge le règlement du sinistre résultant de toute réclamation introduite à l'encontre des mandataires sociaux. Enfin, ces polices ont pour objet de garantir les frais de défense civile et/ou pénale des mandataires sociaux afférents à toute réclamation pour faute professionnelle.

En outre, font notamment l'objet d'une exclusion de garantie les sinistres consécutifs à des réclamations fondées sur une faute intentionnelle commise par le mandataire social ou sur la perception d'un avantage personnel (pécuniaire ou en nature) auquel le mandataire social n'avait pas légalement droit. Sont également exclus de la garantie les amendes et pénalités infligées aux mandataires sociaux, de même que les sinistres consécutifs à des réclamations afférentes à la pollution, à l'amiante ou aux moisissures toxiques. Enfin, les demandes de réparation d'un préjudice constitué par l'achat à un prix inadéquat de valeurs mobilières ou d'actifs de toute société n'est pas couvert par les polices d'assurance de responsabilité civile des mandataires sociaux.

Responsabilité civile

Le Groupe est couvert par un programme de responsabilité civile "monde entier", d'une capacité appropriée à sa taille et à ses activités. Sont notamment garanties :

- la responsabilité civile Exploitation, relative aux activités d'exploitation et aux prestations effectuées chez les clients ;
- la responsabilité civile Après Livraison ;
- la responsabilité civile professionnelle, qui porte sur les conséquences pécuniaires d'un dommage consécutif à l'exécution par une société du Groupe d'une prestation intellectuelle (pour son propre compte ou pour le compte de tiers).

Est également couverte la responsabilité civile au titre notamment d'atteintes à l'environnement, de dommages aux biens confiés ou encore de frais de retraits.

Le programme garantit les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile susceptibles d'être encourues par les entités opérationnelles du fait de leurs activités à raison des dommages corporels, matériels et immatériels causés aux tiers, en dehors de la responsabilité d'exploitant d'installations nucléaires et à l'exception de certains sinistres traditionnellement exclus du champ de l'assurance, tels que l'effondrement de terrains, les dommages liés à l'amiante, ou encore les dommages résultant des virus informatiques. Les niveaux de couverture des assurances responsabilité civile sont fonction de la quantification des risques raisonnablement escomptables par le Groupe, identifiés par les Business Units et la Direction des Risques et Assurances, notamment lors de la cartographie des risques, et des capacités de garantie disponibles sur le marché de l'assurance.

Multiline "AREVA"

Depuis janvier 2005, le Groupe a souscrit une police unique, la Multiline "AREVA", qui cumule d'une part la garantie dommages et pertes d'exploitation, et d'autre part la garantie "Tous Risques Montages Essais". Toutes les installations, hors sites des activités nucléaires et hors mines, dont le Groupe a la responsabilité sont couvertes par cette police d'assurance, et ce dans le monde entier. Sont garantis les dommages et les pertes d'exploitation ainsi que les risques liés aux chantiers d'installation et d'équipement chez les clients. Les plafonds de garantie de ces assurances sont basés sur les capitaux estimés en valeur à neuf ou sur une estimation du Sinistre Maximum Possible (SMP) et sont compris entre 50 millions d'euros et 300 millions d'euros. La période de garantie des pertes d'exploitation varie de 12 à 24 mois.

Cette police comporte une couverture automatique des chantiers d'un montant inférieur ou égal à 50 millions d'euros à concurrence de 50 millions d'euros par sinistre. La garantie des dommages directs et des pertes d'exploitation est délivrée à travers un montage en deux lignes permettant de porter le montant de la couverture à 300 millions d'euros par sinistre.

4.15.6.3. Autres assurances

Le Groupe a recours à des couvertures de type "Coface" pour certains grands contrats à l'export depuis la France, comme par exemple la construction de centrales nucléaires. Enfin, les assurances couvrant tant la responsabilité civile automobile que les accidents du travail sont conformes aux obligations légales de chaque pays où les filiales d'AREVA sont implantées.

4.15.6.4. Perspectives et évolutions 2006

Le renouvellement des garanties en 2006 s'est traduit par un maintien des taux de primes. Le coût de l'ensemble de la couverture des risques nucléaires et non nucléaires en 2006 reste stable (de l'ordre de 1 % du chiffre d'affaires 2005 du Groupe).

Afin de préparer le Groupe aux nouvelles exigences des conventions internationales révisées en matière d'assurance de responsabilité civile nucléaire, AREVA a participé avec d'autres exploitants européens à la création d'une mutuelle d'assurances, Elini (European Liability Insurance for the Nuclear Industry), afin d'apporter au marché de l'assurance des capacités qui lui feraient défaut.

(1) Le coût du cycle fermé tient compte de la valorisation de l'uranium et du plutonium récupérés lors de l'opération de traitement.

5 PATRIMOINE SITUATION FINANCIÈRE RÉSULTATS

5.1. Commentaires et analyse de la situation financière et des résultats du Groupe 204

5.1.1. Présentation générale 204

5.1.2. Passage au référentiel IFRS 207

5.1.3. Chiffres clés 208

5.1.4. Événements postérieurs à la clôture 242

5.1.5. Perspectives 243

5.2. Rapport social 2005 244

5.2.1. Chiffres clés 244

5.2.2. Évolution des effectifs et des données sociales 245

5.2.3. Une politique Ressources Humaines adaptée aux nouveaux enjeux du Groupe 246

5.2.4. Bilan pour l'année 2005 247

5.3. Rapport environnemental 253
5.3.1. Politique environnement 253
5.3.2. Prévention et maîtrise des risques environnementaux 256
5.3.3. Améliorations des performances environnementales 260
5.3.4. Renforcement des relations avec les parties prenantes externes 266
5.4. Comptes consolidés 268
5.4.1. Rapport des Commissaires aux Comptes 268
5.4.2. Compte de résultat consolidé 271
5.4.3. Bilan consolidé 272
5.4.4. Tableau des flux de trésorerie consolidés 274
5.4.5. Variation des capitaux propres consolidés 275
5.4.6. Information sectorielle 276
5.5. Annexe aux comptes consolidés 280
5.6. Comptes sociaux 368
5.6.1. Rapport général des Commissaires aux Comptes sur les comptes annuels 368
5.6.2. Bilan 370
5.6.3. Compte de résultat 372
5.6.4. Tableau de flux de trésorerie (détaillé) 374
5.7. Annexe aux comptes sociaux 375
5.7.1. Activité de la Société 375
5.7.2. Faits caractéristiques de l'exercice 375
5.7.3. Principes, règles et méthodes comptables 376
5.7.4. Notes sur le bilan 378
5.7.5. Notes sur le compte de résultat 388
5.7.6. Informations complémentaires 389

5.1. Commentaires et analyse de la situation financière et des résultats du Groupe

5.1.1. PRÉSENTATION GÉNÉRALE

Les commentaires ci-dessous se fondent sur les informations financières des exercices 2005 et 2004 et doivent être lus en parallèle avec les comptes consolidés d'AREVA pour les exercices clos les 31 décembre 2005 et 2004. Ces commentaires ont été rédigés sur la base des comptes consolidés du Groupe établis selon les normes comptables internationales IAS/IFRS.

Les chiffres de l'année 2004 sont présentés d'une part tels que publiés en normes comptables internationales IAS/IFRS ("2004 IFRS") et d'autre part retraités du Pôle Connectique ("2004 IFRS retraitée"). En effet, le Groupe a cédé FCI, le 3 novembre 2005, au fonds d'investissement Bain Capital ; en application de la norme IFRS 5, le Pôle Connectique est déconsolidé de façon rétroactive au 1er janvier 2005. Le résultat net du Pôle jusqu'à la date de cession ainsi que le résultat net de cession apparaissent sur une ligne distincte du compte de résultat. Le chiffre d'affaires du Pôle n'est plus intégré dans le chiffre d'affaires du groupe AREVA rétroactivement à compter du 1er janvier 2005. Comme explicité dans le paragraphe 5.1.3., les données 2004 publiées ne sont donc pas à périmètre comparable à celui de 2005. Aux fins de comparaisons pertinentes sur l'évolution de l'activité, une colonne "2004 IFRS retraitée" intègre les valeurs 2004 retraitées du Pôle Connectique.

Les commentaires du présent rapport de gestion portent en règle générale sur l'évolution entre l'année 2004 retraitée de la contribution du Pôle Connectique et l'année 2005.

Les données financières des exercices 2004 et précédents en normes comptables françaises ont été publiées dans le chapitre 5 du rapport annuel 2004. De plus, le passage des normes comptables françaises aux normes comptables internationales IAS/IFRS pour l'année de transition 2004 a fait l'objet d'un paragraphe spécifique (section 5.1.9.) dans le rapport annuel 2004.

5.1.1.1. Évolution de l'activité

Le groupe AREVA est un leader mondial des solutions pour la production d'énergie sans CO_2 et l'acheminement d'électricité. Le métier principal du groupe AREVA est l'énergie. Le Groupe est le numéro un mondial dans les solutions pour la production d'énergie nucléaire et le numéro trois mondial dans la fourniture d'équipements et de services pour la transmission et distribution d'électricité. Il est le seul groupe présent sur l'ensemble du cycle nucléaire. Les clients du Groupe incluent les électriciens parmi les plus importants du monde, avec lesquels AREVA exerce une large part de son activité sur la base de contrats à moyen/long terme. Le Groupe emploie 58 000 personnes avec une présence industrielle dans 40 pays.

Le chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 10 125 millions d'euros en 2005 contre 9 821 millions d'euros pour l'année 2004 retraitée du Pôle Connectique, soit une progression de 3,1 % en données publiées. A données comparables, la progression est de 3,7 % en 2005. La part des activités nucléaires s'établit à 68 % du chiffre d'affaires 2005 avec 26 % réalisés dans le Pôle Amont, 23 % dans le Pôle Réacteurs et Services et 19 % dans le Pôle Aval. Le Pôle Transmission & Distribution représente 32 % du chiffre d'affaires 2005.

Le Groupe est positionné sur l'ensemble des zones offrant des perspectives de croissance attractives, à la fois en termes de développement de l'énergie nucléaire et de transmission et distribution d'électricité. Le Groupe réalise 37 % du chiffre d'affaires 2005 hors zone euro, dont 18 % dans la zone Amérique du Nord où le Groupe est présent dans l'ensemble des métiers de l'énergie.

La typologie des contrats du Groupe, et en particulier de ceux conclus sur l'ensemble du cycle nucléaire, se traduit par un carnet de commandes important qui s'établit à plus de 20 milliards d'euros à fin 2005. 85 % du carnet de commandes provient des activités nucléaires avec des contrats d'une durée, en moyenne, inférieure à quatre ans. Le niveau de carnet de commandes élevé témoigne de la récurrence et de la visibilité dont dispose le Groupe sur ces activités.

Le résultat opérationnel 2005 est en légère diminution par rapport au résultat opérationnel de l'année 2004 retraitée du Pôle Connectique, avec notamment :

- une stabilité du résultat opérationnel des pôles Amont et Réacteurs et Services ;
- une baisse du résultat opérationnel du Pôle Aval, essentiellement liée à la fin prévue du contrat avec le client japonais JNFL, qui avait encore significativement contribué au résultat opérationnel en 2004 ; un avenant prolongeant l'assistance sur 2006 et 2007 a été signé fin 2005 ;
- la nette amélioration du résultat du Pôle Transmission & Distribution, dans lequel les effets du plan d'optimisation lancé en 2004 sont significatifs.

Le résultat net part du Groupe s'établit en 2005 à 1 049 millions d'euros, en forte hausse par rapport aux 451 millions d'euros de l'année 2004 en normes IFRS (428 millions d'euros publiés en 2004 en normes françaises). Cette forte hausse résulte notamment du produit de cession du Pôle Connectique en novembre 2005. Le résultat net d'impôts des activités cédées ressort en effet à 598 millions d'euros en 2005.

Le flux de trésorerie opérationnel libre avant impôts dégagé par le Groupe en 2005 s'élève à 783 millions d'euros contre 782 millions d'euros(1) en 2004 retraitée du Pôle Connectique. Cette évolution positive, malgré une variation du besoin en fonds de roulement (BFR) opérationnel consommatrice de trésorerie et un accroissement des investissements, résulte d'une progression sensible de l'excédent brut d'exploitation (EBE) dans l'ensemble des pôles.

Les investissements nets du nucléaire ont progressé, de 354 millions d'euros en 2004 à 459 millions d'euros en 2005, avec la poursuite d'un cycle d'investissements importants, notamment dans le Pôle Amont (mines) et dans le Pôle Réacteurs et Services (développement et certification de l'EPR, en particulier aux États-Unis). Le Pôle Transmission & Distribution consomme 11 millions d'euros de trésorerie opérationnelle en 2005 avant produits de cession d'actifs opérationnels malgré la très nette amélioration de l'EBE. Le BFR de ce Pôle est marqué par une forte augmentation résultant d'un point bas atteint en décembre 2004 et de la croissance des encours liée à la hausse du carnet de commandes sur le second semestre 2005. Les décaissements relatifs aux restructurations se sont élevés à 65 millions d'euros en 2005 contre 58 millions d'euros en 2004.

Le Groupe dispose d'une structure financière solide avec des capitaux propres part du Groupe de plus de 6,3 milliards d'euros et une situation de dette nette à fin 2005 de 268 millions d'euros contre une dette nette de 566 millions d'euros au 1er janvier 2005. La cession du Pôle Connectique en novembre 2005 a généré un encaissement de 853 millions d'euros.

(1) 772 millions d'euros à méthode comparable 2005. À partir de 2005, les investissements intègrent les cessions et acquisitions de titres consolidés.

Enfin, en qualité d'exploitant d'installations nucléaires, le Groupe est tenu, lors de l'arrêt définitif de ses installations industrielles, de procéder à leur démantèlement. Ces obligations de fin de cycle se traduiront par des dépenses s'échelonnant de 2005 à 2060 en fonction des dates d'arrêt des installations et sont provisionnées au passif du bilan d'AREVA. Pour faire face à ces obligations, le Groupe a constitué un portefeuille financier de couverture dédié. Les actifs contenus dans ce portefeuille sont monétisés chaque année en fonction des dépenses liées aux opérations de fin de cycle du Groupe. Le solde du portefeuille continue quant à lui de produire un rendement financier. Le détail du principe de couverture et d'évolution des obligations de fin de cycle est décrit au paragraphe 5.1.3.8.6.

5.1.1.2. Principaux déterminants du modèle économique d'AREVA

Le modèle économique d'AREVA se caractérise par des spécificités propres aux différentes Business Units constituant les maillons du cycle nucléaire, ainsi qu'à celles relatives aux métiers de la transmission et distribution d'électricité. Les activités nucléaires du Groupe sont représentées par trois pôles : Amont, Réacteurs et Services et Aval. Les activités de transmission et distribution d'électricité sont regroupées en un Pôle nommé Transmission & Distribution. Chacun des quatre pôles est constitué de plusieurs Business Units.

Le Pôle Amont se caractérise par la réalisation de contrats longs, équivalents à un carnet de commandes d'une durée moyenne de trois ans – jusqu'à près de cinq ans pour la Business Unit *Mines* – et incluant des clauses d'indexation usuelles. Par conséquent, la tension haussière sur les prix de l'uranium naturel commence seulement à bénéficier à cette activité, compte tenu de la structure des approvisionnements en uranium et du carnet intégrant encore principalement des prix fermes déterminés antérieurement à la hausse des prix survenue depuis 2003. Les activités du Pôle Amont ont, par ailleurs, des exigences de capitaux employés importantes, nécessitant des investissements lourds mais se prêtant à une exploitation sur de très longues périodes. De tels investissements pour l'exploration et le développement des ressources en uranium et le renouvellement ou la modernisation de l'outil industriel sont prévus sur la période 2005-2015.

Le Pôle Réacteurs et Services se caractérise par des activités récurrentes (services et ingénierie) sur la base de contrats long terme ou fréquemment renouvelés. Dans ces métiers, le Pôle réalise une part importante de son activité en Amérique du Nord et est, par conséquent, sensible à l'impact du taux de change euro/dollar US, en particulier pour la Business Unit Équipements dont l'outil industriel est localisé en France et les coûts libellés en devises européennes. Par ailleurs, ce Pôle bénéficie de

perspectives attractives en terme d'évolution des activités non récurrentes, notamment liées à la modernisation et à l'extension du parc nucléaire, pour laquelle les organismes externes de type AIEA ou WNA prévoient des augmentations de puissance installée à horizon 2030. La nature des biens et services vendus des principales Business Units du Pôle Réacteurs et Services conduit le Groupe à octroyer des garanties pour des montants significatifs.

Le Pôle Aval se caractérise par des contrats long terme avec un nombre de clients réduit. Le carnet de commandes représente près de trois années de chiffre d'affaires. L'activité du Pôle Aval se traduit par un besoin en fonds de roulement (BFR) négatif en raison des avances clients reçues en financement des immobilisations pour les anciens contrats. La consommation de ces avances clients impacte les flux de trésorerie opérationnels (en particulier la variation du BFR) au fur et à mesure que le chiffre d'affaires correspondant est dégagé.

Le Pôle Transmission & Distribution se caractérise par des contrats de plus courte durée par rapport aux activités nucléaires et se situe sur des marchés plus cycliques. Le modèle économique est celui d'une activité industrielle avec une exposition géographique mondiale et des zones de croissance dans les pays en développement (essentiellement Chine et Inde). Le Pôle devrait également bénéficier dans les années à venir des effets du plan d'optimisation de ses activités lancé mi-2004 et dont les premiers bénéfices profitent déjà au résultat 2005.

5.1.1.3. Faits marquants de la période

Les informations reportées dans ce paragraphe concernent l'ensemble du groupe AREVA. Les faits marquants relatifs aux activités sont décrits dans la revue des pôles d'activités dans le paragraphe 5.1.3.6.

- Le prix définitif pour l'acquisition des activités de Transmission et de Distribution (T&D) au groupe Alstom a été déterminé suite à une expertise menée par KPMG, comme le prévoyait le contrat d'acquisition. La valeur d'entreprise après ajustements a été ramenée de 950 millions d'euros à 913 millions d'euros, soit une diminution de 37 millions d'euros. La trésorerie nette de la division à fin 2003 a été évaluée à 140 millions d'euros, portant le prix définitif des activités T&D à 1 053 millions d'euros. AREVA, qui avait réglé la somme de 950 millions d'euros, a donc effectué le 29 décembre 2004 un versement complémentaire à Alstom de 103 millions d'euros. Ces informations ont été annoncées par le Groupe le 13 janvier 2005.

- Le 8 mars 2005, Frédéric Lemoine a été nommé Président du Conseil de Surveillance d'AREVA, en remplacement de Philippe Pontet.

- Le 21 mars 2005, Gérald Arbola, membre du Directoire et Directeur financier d'AREVA, a été nommé Président du Conseil de Surveillance de STMicroelectronics. AREVA détient indirectement 10,94 % de STMicroelectronics au 31 décembre 2005.

- Le processus de finalisation du regroupement des activités de Transmission et Distribution au sein du Groupe s'est finalisé par la signature, le 6 avril 2005, d'un accord d'achat avec Alstom portant sur ses activités en Inde. A l'issue de l'ensemble des opérations d'intégration, AREVA détient 66,65 % du capital de l'entité indienne.

- Dans un courrier en date du 4 mai 2005, l'électricien américain Constellation Energy a formellement exprimé son intérêt pour l'EPR auprès de l'autorité de sûreté américaine, la Nuclear Regulatory Commission (NRC), lui demandant d'inclure le réacteur d'AREVA dans son programme de certification. Par ailleurs, AREVA avait formellement déposé auprès de la NRC, le 24 mars 2005, une demande préliminaire d'évaluation de la conception de l'EPR et espère déposer la demande de certification complète en 2007. Pour faire suite à cette volonté de développement de l'EPR aux États-Unis, AREVA et Constellation Energy ont annoncé la création, le 15 septembre 2005 à Washington, de "UniStar Nuclear", société commune pour le lancement de la commercialisation du réacteur de nouvelle génération. AREVA et Constellation Energy unissent leurs forces pour l'avenir de l'énergie nucléaire aux États-Unis en proposant un cadre innovant de développement de l'EPR aux États-Unis.

  "UniStar Nuclear" associe, au sein d'une offre globale, le leader mondial de l'industrie nucléaire et un électricien bénéficiant d'une très grande expérience dans le licensing et l'exploitation de centrales. "UniStar Nuclear" est la structure commerciale qui permettra le développement de joint-ventures entre Constellation Energy, d'autres électriciens et tous les acteurs intéressés. Ces joint-ventures, qui détiendront les futurs réacteurs, prendront en charge le licensing, la construction et l'exploitation des réacteurs.

- Le 13 mai 2005, AREVA a cédé la totalité de sa participation de 28,4 % dans le capital d'Assystem Brime (soit 5 672 620 titres). Les 1 020 000 bons de souscription d'actions remboursables "BSAR" 2012 Assystem Brime ont été cédés le 26 mai 2005. Compte tenu de la plus-value avant impôt de 47 millions d'euros comptabilisée en 2003 lors de l'OPE de Brime sur Assystem, la plus-value globale avant impôt réalisée par le Groupe dans le cadre de cette opération s'élève à 72 millions d'euros.

- L'agence de notation extra-financière Innovest a réalisé une évaluation sociale et environnementale sollicitée par AREVA. La Note attribuée est A, les ratings s'échelonnant de AAA à CCC.

- Le 12 Septembre 2005, l'électricien Teollisuuden Voima Oy (TVO) a officiellement posé la "première pierre" de son réacteur de troisième génération EPR, sur le site d'Olkiluoto en Finlande. Cette étape intervient un an et demi après l'obtention du contrat par le consortium AREVA-Siemens.

- Le groupe AREVA a signé le 19 septembre 2005 avec le fonds d'investissement Bain Capital l'accord portant sur les modalités juridiques et financières de la cession de FCI, filiale Connectique du groupe AREVA. Cette cession permettra à AREVA de concentrer ses ressources sur son cœur de métier.

L'offre de Bain Capital Ltd a été retenue au regard des critères de sélection choisis par le Groupe :

- le prix de cession des titres FCI valorise la société à 1 067 millions d'euros en valeur d'entreprise ;
- Bain Capital, avec l'équipe de direction de FCI, entend mettre en œuvre un projet industriel de développement ;
- Bain Capital offre de fortes garanties sociales : assurance de la continuité des pratiques sociales, maintien du siège social à Versailles, maintien des sites industriels de la division *Communication Data Consumer* en Europe ainsi que des sites industriels français pendant au moins trois ans.

Le 3 novembre 2005, AREVA a annoncé la finalisation de la cession, après accord des autorités de la concurrence et décret pris sur avis favorable de la Commission des Participations et Transferts. La cession de FCI a un impact positif sur le résultat net consolidé 2005 du groupe AREVA de 598 millions d'euros et représente un apport de trésorerie de 853 millions d'euros.

La Note 9 de l'annexe aux comptes consolidés permet de compléter l'information financière et d'apprécier l'impact de la cession de FCI.

- Le groupe AREVA a annoncé le 27 septembre 2005 l'acquisition de 21,2 % du capital du fabricant d'éoliennes REpower. Basée à Hambourg (Allemagne), REpower est l'un des acteurs-clés mondiaux du secteur éolien, spécialisé dans la technologie des turbines à forte puissance, particulièrement adaptée aux implantations off-shore. La société compte 558 collaborateurs et a réalisé en 2004 un chiffre d'affaires de 301 millions d'euros. Cette opération renforce le positionnement stratégique d'AREVA sur les équipements de production d'énergie sans CO_2. Énergies nucléaire et éolienne sont complémentaires dans un mix-énergétique équilibré, l'une fournissant une énergie compétitive en production de base, l'autre une énergie complémentaire au gré des conditions climatiques, l'une et l'autre sans émission de gaz à effet de serre. REpower offre également des synergies commerciales et industrielles avec le Pôle Transmission & Distribution d'AREVA. L'activité Transmission & Distribution représente une part significative de l'investissement éolien, compte tenu des contraintes techniques imposées par l'intermittence de la production pour le réseau de transport d'électricité.

- Le 6 décembre 2005, le groupe AREVA a cédé sa participation minoritaire (7,76 %) dans la société australienne Energy Resources of Australia Ltd (ERA), qui exploite la mine d'uranium de Ranger. AREVA a cédé ses 14 804 millions d'actions au prix de 9,5 dollars australiens par action, soit un montant brut de 140,6 millions de dollars australiens. Le produit de cette cession contribuera au financement des futurs investissements d'AREVA dans le secteur minier.

5.1.2. PASSAGE AU RÉFÉRENTIEL IFRS

5.1.2.1. Application des normes IFRS par le Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002, les comptes consolidés d'AREVA au titre de l'exercice 2005 et des exercices suivants sont établis en conformité avec les normes internationales de présentation de l'information financière IFRS telles qu'adoptées par l'Union Européenne au 31 décembre 2005. Elles comprennent les normes internationales IAS et IFRS ainsi que les interprétations émises par l'International Financial Reporting Interpretations Committee ("IFRIC") et par l'ancien Standing Interpretation Committee ("SIC").

Toutes les normes et interprétations appliquées par le groupe AREVA dans le présent rapport sont compatibles avec les directives européennes d'une part et les normes et interprétations adoptées par l'Union européenne d'autre part.

Les options retenues par le Groupe pour la première application des normes IFRS au 1er janvier 2004, ainsi que pour l'application anticipée de certaines normes et interprétations et de certains amendements aux normes IFRS aux 31 décembre 2004 et 2005 sont détaillées dans la Note 1 de l'annexe aux comptes consolidés. Les incidences de la première application des normes IFRS sur le bilan du Groupe au 1er janvier 2004 et au 31 décembre 2004 et sur le compte de résultat du Groupe pour l'exercice 2004 sont présentées dans la Note 38 de l'annexe aux comptes consolidés.

De plus, les impacts de la transition aux normes IFRS sont détaillés dans le paragraphe 5.1.9. du rapport annuel 2004 du Groupe.

5.1.2.2. Impacts de l'adoption des normes IAS 32 et 39 sur les comptes du Groupe

AREVA applique les normes IAS 32 et 39 à compter du 1er janvier 2005. Le détail des retraitements IAS 32 et 39 sur le bilan du Groupe au 1er janvier 2005 est fourni dans la Note 39 de l'annexe aux comptes consolidés.

L'application de ces nouvelles normes a trois impacts majeurs, présentés ci-après :

- les actifs financiers sont évalués à leur juste valeur (réévaluation d'environ 443 millions d'euros au 1er janvier 2005). La contrepartie de cette réévaluation est portée en capitaux propres pour son montant net d'impôt ;
- les actions qui étaient comptabilisées en valeurs mobilières de placement sont désormais classées en actifs financiers non courants, dans la catégorie "Titres disponibles à la vente" et ne sont plus intégrées dans le calcul de la trésorerie nette ;
- la juste valeur des options de vente ("put") exerçables par les minoritaires des sociétés consolidées par le Groupe (Siemens, minoritaire à 34 % dans AREVA NP et, dans une bien moindre mesure, Synatom (Groupe Suez), minoritaire dans Eurodif) est reconnue en dettes financières (931 millions d'euros au 1er janvier 2005). En contrepartie, les intérêts minoritaires de Siemens et de Synatom (374 millions d'euros au 1er janvier 2005) sont annulés. La différence entre la juste valeur des options de vente et la valeur des intérêts minoritaires annulés (557 millions d'euros au 1er janvier 2005) est ajoutée aux écarts d'acquisition.

5.1.3. CHIFFRES CLÉS

Les chiffres clés des exercices 2005 et 2004 sont présentés en conformité avec les normes comptables internationales IAS/IFRS. Les données financières du présent rapport sont exprimées en normes IFRS, excluant les normes IAS 32 et 39 en 2004 et les incluant en 2005.

Le Groupe a cédé sa filiale Connectique FCI le 3 novembre 2005. En application de la norme IFRS 5, le Pôle Connectique est déconsolidé de façon rétroactive au 1er janvier 2005. Le résultat net du Pôle jusqu'à la date de cession ainsi que le résultat net de cession figurent sur une ligne distincte du compte de résultat : "Résultat net d'impôt des activités cédées". Ainsi, toutes les lignes du compte de résultat au-dessus de la ligne "Résultat net d'impôt des activités cédées" n'intègrent plus les données du Pôle Connectique rétroactivement à compter du 1er janvier 2005. Les données 2004 ne sont donc pas à périmètre comparable. Pour permettre une lecture comparée des chiffres clés, une colonne "2004 IFRS retraitée" intègre les valeurs 2004 retraitées du Pôle Connectique.

Les montants sont exprimés en millions d'euros, sauf indication contraire. En raison des arrondis, certains totaux peuvent ne pas être strictement égaux à la somme des composants.

5.1.3.1. Tableaux de synthèse des chiffres clés

(en millions d'euros, sauf effectifs)	**2005 IFRS**	2004 IFRS* retraitée	2004 IFRS*	Variation** 2005/2004 retraitée
Résultat				
Chiffre d'affaires contributif(1)	10 125	9 821	11 109	+ 3,1 %
Marge brute	2 280	2 349	2 699	- 2,9 %
% du CA contributif	*22,5 %*	*23,9 %*	*24,3 %*	*- 1,4 point*
Résultat opérationnel courant	746	735	822	+ 1,5 %
% du CA contributif	*7,4 %*	*7,5 %*	*7,4 %*	*- 0,1 point*
Résultat opérationnel	551	558	640	- 1,3 %
% du CA contributif	*5,4 %*	*5,7 %*	*5,8 %*	*- 0,3 point*
Résultat financier	(13)	(3)	(18)	- 333,3 %
Quote-part dans les résultats des sociétés mises en équivalence	153	128	128	+ 19,5 %
Résultat net d'impôt des activités cédées	598	31	-	n.a.
Résultat net, part du Groupe	**1 049**	**451**	**451**	**+ 132,6 %**
% du CA contributif	*10,4*	*4,6*	*4,1*	*+ 5,8 points*
EBE* **	1 217	991	1 105	+ 22,8 %
Flux de trésorerie				
Flux net d'exploitation	770	n.a.	912	n.a.
Flux net d'investissement	(739)	n.a.	(1 127)	n.a.
Flux de financement	(392)	n.a.	(273)	n.a.
Flux net des activités cédées	853	n.a.	-	n.a.
Variation de trésorerie	**475**	**n.a.**	**(339)**	**n.a.**
Autres				
Carnet de commandes	20 569	19 647	19 820	+ 4,7 %
Dividendes versés	(421)	(285)	(285)	+ 47,7 %
Effectifs fin de période	58 760	57 909	70 069	+ 1,5 %
Capitaux employés	1 928	1 952	2 531	- 1,2 %

(1) Le chiffre d'affaires contributif du Groupe est calculé comme le chiffre d'affaires brut retraité des ventes intra-groupes.

	31 décembre 2005 IFRS	1er janvier 2005 IFRS	31 décembre 2004 NF	Variation** 2005/2004 retraitée
Trésorerie/(dette) nette	(268)	(566)	689	+ 52,7 %
Capitaux propres part du Groupe	6 362	4 928	4 241	+ 29,1 %

** Données retraitées en référentiel IFRS hors application des normes IAS 32 et 39.*

*** Variations entre 2005 et 2004 retraitée du Pôle Connectique.*

**** Excédent Brut d'Exploitation (EBE ou EBITDA), hors impact des flux de trésorerie relatifs aux obligations de fin de cycle présentés de façon dissociée des flux opérationnels.*

5.1.3.2. Tableaux de synthèse de l'information sectorielle

2005 IFRS

(en millions d'euros, sauf effectifs)	Amont	Réacteurs et Services	Aval	Transmission & Distribution	Connectique	Corporate et autres et éliminations	Total
Résultat							
Chiffre d'affaires contributif (1)	2 631	2 348	1 921	3 212	-	14	10 125
Résultat opérationnel courant	385	97	222	103	-	(60)	746
% du CA contributif	*14,6 %*	*4,1 %*	*11,6 %*	*3,2 %*	-	*n.s.*	*7,4 %*
Résultat opérationnel	**374**	**87**	**208**	**(61)**	**-**	**(58)**	**551**
% du CA contributif	*14,2 %*	*3,7 %*	*10,8 %*	*- 1,9 %*	-	*n.s.*	*5,4 %*
Flux de trésorerie(2)							
EBE *	508	173	483	106	-	(53)	1 217
% du CA contributif	*19,3 %*	*7,4 %*	*25,1 %*	*3,3 %*	-	*n.s.*	*12,0 %*
Variation de BFR opérationnel	(77)	226	(95)	(69)	-	(30)	(45)
Investissements nets **	(236)	(170)	(53)	68	-	(4)	(395)
Cash-flow opérationnel libre avant IS	**197**	**228**	**332**	**116**	**-**	**(90)**	**783**
Autres							
Actifs corporels et incorporels	1 554	606	2 079	950	-	1 210	6 399
Capitaux employés (3)	1 761	24	(818)	617	-	344	1 928
Effectifs fin de période	11 047	14 323	10 864	22 094	-	432	58 760

2004 IFRS hors IAS 32-39, retraitée du Pôle Connectique

(en millions d'euros, sauf effectifs)	Amont	Réacteurs et Services	Aval	Transmission & Distribution	Connectique	Corporate et autres et éliminations	Total
Résultat							
Chiffre d'affaires contributif (1)	2 524	2 146	1 946	3 186	-	19	9 821
Résultat opérationnel courant	397	124	244	39	-	(69)	735
% du CA contributif	*15,7 %*	*5,8 %*	*12,5 %*	*1,2 %*	-	*n.s.*	*7,5 %*
Résultat opérationnel	**370**	**95**	**231**	**(103)**	**-**	**(35)**	**558**
% du CA contributif	*14,7 %*	*4,4 %*	*11,8%*	*- 3,2 %*	-	*n.s.*	*5,7 %*
Flux de trésorerie (2)							
EBE *	459	121	402	23	-	(14)	991
% du CA contributif	*18,2 %*	*5,7 %*	*20,7 %*	*0,7 %*	-	*n.s.*	*10,1 %*
Variation de BFR opérationnel	(157)	11	299	22	-	(4)	170
Investissements nets **	(196)	(59)	(98)	(57)	-	66	(344)
Cash-flow opérationnel libre avant IS * **	**106**	**82**	**603**	**(12)**	**-**	**2**	**782**
Autres							
Actifs corporels et incorporels	1 308	456	2 203	1 028	-	487	5 481
Capitaux employés (3)	1 503	247	(672)	726	-	148	1 952
Effectifs fin de période	10 952	14 066	10 697	21 816	-	378	57 909

2004 IFRS hors IAS 32-39

(en millions d'euros, sauf effectifs)	Amont	Réacteurs et Services	Aval	Transmission & Distribution	Connectique	Corporate et Autres et éliminations	Total
Résultat							
Chiffre d'affaires contributif (1)	2 524	2 146	1 946	3 186	1 289	18	11 109
Résultat opérationnel courant	397	124	244	39	87	(69)	822
% du CA contributif	*15,7 %*	*5,8 %*	*12,5 %*	*1,2 %*	*6,7 %*	*n.s.*	*7,4 %*
Résultat opérationnel	**370**	**95**	**231**	**(103)**	**81**	**(35)**	**640**
% du CA contributif	*14,7 %*	*4,4 %*	*11,8 %*	*- 3,2 %*	*6,3 %*	*n.s.*	*5,8 %*
Flux de trésorerie (2)							
EBE *	459	121	402	23	114	(14)	1 105
% du CA contributif	*18,2 %*	*5,7 %*	*20,7 %*	*0,7 %*	*8,8 %*	*n.s.*	*9,9 %*
Variation de BFR Opérationnel	(157)	11	299	22	12	(4)	183
Investissements nets **	(196)	(59)	(98)	(57)	(71)	66	(416)
Cash-Flow opérationnel libre avant IS * 106**	**82**	**603**	**(12)**	**55**	**2**	**835**
Autres							
Actifs corporels et incorporels	1 308	456	2 203	1 028	627	487	6 108
Capitaux employés (3)	1 503	247	(672)	726	579	148	2 531
Effectifs fin de période	10 952	14 066	10 697	21 816	12 160	378	70 069

** Excédent Brut d'Exploitation (EBE ou EBITDA), hors impact des flux de trésorerie relatifs aux obligations de fin de cycle présentés de façon dissociée des flux opérationnels.*

*** À méthode comparable 2005 : - 71 millions d'euros pour le Pôle Réacteurs et Services, - 97 millions d'euros pour le Pôle Aval, soit - 354 millions d'euros pour le Groupe. À partir de 2005, les investissements intègrent les cessions et acquisitions de titres consolidés.*

**** À méthode comparable 2005 : + 71 millions d'euros pour le Pôle Réacteurs et Services, + 604 millions d'euros pour le Pôle Aval, soit + 772 millions d'euros pour le Groupe. À partir de 2005, les investissements intègrent les cessions et acquisitions de titres consolidés.*

(1) Le chiffre d'affaires contributif du Groupe est calculé comme le chiffre d'affaires brut retraité des ventes intra-groupes.

(2) Les éléments constitutifs des flux de trésorerie sont définis au paragraphe 5.1.3.7.

(3) Les capitaux employés sont définis au paragraphe 5.1.3.8.9.

Voir également section 5.4.6.

Chiffre d'affaires par zone géographique et par pôle d'activité

(en millions d'euros, sauf effectifs)	2005 IFRS	2004 IFRS* retraitée	2004 IFRS	Variation* 2005/2004 IFRS en %
France	**3 371**	**3 137**	**3 231**	**+ 7,5 %**
Pôle Amont	1 116	1 051	1 051	+ 6,2 %
Pôle Réacteurs et Services	873	844	844	+ 3,5 %
Pôle Aval	1 104	1 027	1 027	+ 7,5 %
Pôle Transmission & Distribution	270	208	208	+ 29,8 %
Pôle Connectique	-	-	95	n.a.
Corporate et Autres	8	7	6	+ 14,2 %
Europe hors France	**3 022**	**2 647**	**3 117**	**+ 14,2 %**
Pôle Amont	603	557	557	+ 8,1 %
Pôle Réacteurs et Services	702	530	530	+ 32,6 %
Pôle Aval	511	403	403	+ 26,9 %
Pôle Transmission & Distribution	1 204	1 156	1 156	+ 4,3 %
Pôle Connectique	-	-	470	n.a.
Corporate et Autres	1	1	1	0 %
Amériques	**1 861**	**1 877**	**2 196**	**- 0,8 %**
Pôle Amont	631	623	623	+ 1,3 %
Pôle Réacteurs et Services	626	658	658	- 5,0 %
Pôle Aval	118	138	138	- 14,2 %
Pôle Transmission & Distribution	482	448	448	+ 7,6 %
Pôle Connectique	-	-	319	n.a.
Corporate et Autres	4	10	10	- 60,0 %
Asie-Pacifique	**1 180**	**1 437**	**1 787**	**- 17,9 %**
Pôle Amont	229	252	252	- 9,0 %
Pôle Réacteurs et Services	115	91	91	+ 26,4 %
Pôle Aval	187	377	377	- 50,4 %
Pôle Transmission & Distribution	648	716	716	- 9,5 %
Pôle Connectique	-	-	350	n.a.
Corporate et Autres	1	1	1	0 %
Afrique et Moyen-Orient	**678**	**714**	**763**	**- 5,0 %**
Pôle Amont	51	41	41	+ 24,4 %
Pôle Réacteurs et Services	31	23	23	+ 34,8 %
Pôle Aval	0	1	1	- 100,0 %
Pôle Transmission & Distribution	596	649	649	- 8,3 %
Pôle Connectique	-	-	49	n.a.
Corporate et Autres	0	-	-	n.a.
Autres pays	**12**	**9**	**15**	**+ 33,3 %**
Total	**10 125**	**9 821**	**11 109**	**+ 3,1 %**

** Variations entre 2005 et 2004 retraitée du Pôle Connectique.*

La répartition des effectifs du Groupe par zone géographique est détaillée dans le "Rapport social 2005".

5.1.3.3. Comparabilité des comptes

5.1.3.3.1. Données comptables comparables

Principes

En complément de la discussion et de l'analyse de ses résultats tels qu'ils figurent dans ses comptes consolidés, le Groupe fournit également des informations concernant son chiffre d'affaires à données comparables sur des périodes successives excluant les effets des changements liés :

- au périmètre de consolidation du Groupe,
- aux taux de change,
- aux normes et méthodes comptables.

Le Groupe fournit ces informations complémentaires afin d'évaluer l'évolution organique de son activité. Cependant, ces informations ne constituent pas une méthode d'évaluation de l'activité conforme aux normes comptables internationales IAS/IFRS. Sauf exception (impossibilité matérielle de reconstituer les chiffres, par exemple), les variations de chiffre d'affaires en données comparables sont calculées comme suit : le périmètre, les taux de change et les méthodes et normes comptables de l'exercice précédent sont ramenés au périmètre, aux taux de change et aux méthodes et normes comptables de l'exercice analysé.

Par exemple :

- Pour comparer le chiffre d'affaires dégagé en 2005 à celui de 2004, le Groupe calcule quel aurait été le chiffre d'affaires 2004 des différentes activités avec les taux de change moyens applicables en 2005.
- Ce chiffre d'affaires est ensuite retraité des effets de périmètre. Le Groupe calcule quel aurait été le chiffre d'affaires 2004 des différentes activités selon le périmètre applicable à la clôture de l'exercice 2005.

Impacts estimés des variations de périmètre, de change, et de normes et méthodes comptables sur le chiffre d'affaires des exercices 2005 et 2004

Le tableau ci-dessous présente l'impact estimé des variations des taux de change, des modifications de périmètre du Groupe et des changements de normes et méthodes comptables pour l'exercice 2005 par rapport à l'exercice 2004.

Les principaux impacts sont explicités dans le paragraphe 5.1.3.3.2. ci-après.

Comparaison de l'exercice clos le 31 décembre 2005 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2004

	2005 IFRS	2004 IFRS					
(en millions d'euros)	Chiffre d'affaires	Chiffre d'affaires publié	Chiffre d'affaires retraité du Pôle Connectique	Impact taux de change	Impact périmètre	Harmonisation normes/ méthodes comptables	Base de calcul de la variation de chiffre d'affaires en données comparables
Pôle Amont	2 631	2 524	2 524	9	0	(33)	2 501
Pôle Réacteurs et Services	2 348	2 146	2 146	1	(27)	-	2 120
Pôle Aval	1 921	1 946	1 946	0	8	24	1 978
Nucléaire	**6 900**	**6 616**	**6 616**	**10**	**(19)**	**(9)**	**6 598**
Pôle Transmission & Distribution	3 212	3 186	3 186	41	(79)	-	3 148
Pôle Connectique	-	1 289	-	-	-	-	-
Corporate et Autres	14	18	19	0	0	-	20
Total Groupe	**10 125**	**11 109**	**9 821**	**51**	**(98)**	**(9)**	**9 765**

5.1.3.3.2. Facteurs pouvant affecter la comparabilité des comptes

Modifications du périmètre de consolidation

Le chiffre d'affaires du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2005 et 2004 a été affecté de manière significative par les acquisitions et cessions décrites ci-dessous. Les autres modifications mineures du périmètre de consolidation du Groupe sont décrites dans la Note 2 de l'annexe aux comptes consolidés.

• Nucléaire

2005

Le 14 juin 2005, AREVA a finalisé l'acquisition de la société suédoise Uddcomb Engineering, spécialisée dans les prestations de services et d'ingénierie pour les centrales nucléaires.

Le Groupe a également procédé au rachat à Siemens d'une activité spécialisée dans la maintenance de contrôle commande en centrales nucléaires.

Ces deux acquisitions sont intégrées au Pôle Réacteurs et Services.

2004

AREVA a augmenté le 30 avril 2004 sa participation dans Katco (société minière au Kazakhstan) de 45 % à 51 %. Katco, mise en équivalence jusqu'au 30 avril 2004, a été intégrée globalement à compter du 1er mai 2004. L'écart d'acquisition relatif à ce complément d'intérêt n'est pas significatif.

À compter du 1er janvier 2004, les sociétés Cominak (société minière au Niger) et AMC (société minière au Soudan), auparavant mises en équivalence, sont consolidées par intégration proportionnelle afin de traduire l'exercice d'un contrôle conjoint par AREVA.

• Transmission & Distribution

2005

Inde et Pakistan

Le processus d'acquisition des activités de Transmission et Distribution d'Alstom SA été finalisé par la signature, le 6 avril 2005, d'un accord avec Alstom portant sur ses activités de Transmission et Distribution en Inde. À l'issue de l'ensemble des opérations d'intégration, AREVA détient 66,65 % du capital de l'entité indienne. Le solde correspond au flottant de la société, cotée à la bourse de Bombay (Inde). Cette unité réalise un chiffre d'affaires annuel contributif de l'ordre de 180 millions d'euros.

Ces acquisitions n'ont pas d'impact sur la trésorerie du Groupe. Les activités Inde et Pakistan du Pôle **T**ransmission & Distribution sont consolidées par intégration globale à partir du 1er août 2005.

Australie et Nouvelle-Zélande

Aux termes d'un accord conclu le 22 décembre 2004, AREVA T&D et Transfield Services ont signé un accord de rachat des activités de services électrique et télécommunication de AREVA T&D en Australie et en Nouvelle-Zélande. Le prix de cession a été fixé à 95 millions d'euros. La réalisation de cette cession est intervenue en avril 2005, après obtention des autorisations réglementaires et levée des conditions suspensives usuelles. Ces activités sont consolidées dans le groupe AREVA jusqu'à la date de cession. Le résultat de la cession n'a pas d'impact significatif sur le résultat net consolidé 2005.

Ces activités portent sur la prestation de services externalisés d'ingénierie et de maintenance aux propriétaires de grandes infrastructures et aux industriels dans le domaine de l'énergie électrique, de l'industrie lourde, des télécommunications et des infrastructures associées. Elles ne font pas partie du cœur de métier de AREVA T&D.

2004

Le 9 janvier 2004, le Groupe a finalisé l'acquisition des activités Transmission & Distribution (T&D) du groupe Alstom, pour un montant initial de 950 millions d'euros (en valeur d'entreprise) sous réserve d'ajustements du prix portant sur certains éléments d'exploitation et de bilan découlant de l'exercice 2003. Le prix définitif pour l'acquisition des activités de Transmission et de Distribution (T&D) au groupe Alstom a été déterminé suite à une expertise menée par KPMG, comme le prévoyait le contrat d'acquisition. La valeur d'entreprise après ajustements a été ramenée de 950 millions d'euros à 913 millions d'euros, soit une diminution du prix de vente de 37 millions d'euros. La trésorerie nette de la division à fin 2003 a été évaluée à 140 millions d'euros, portant le prix définitif des activités T&D à 1 053 millions d'euros. AREVA, qui avait réglé la somme de 950 millions d'euros, a donc effectué le 29 décembre 2004 un versement complémentaire à Alstom de 103 millions d'euros.

Le Groupe a réalisé l'ensemble des paiements pendant l'exercice 2004.

Les résultats des opérations de T&D ont été consolidées par AREVA à compter du 1er janvier 2004.

• Connectique

2005

Le 3 novembre 2005, AREVA a annoncé la finalisation de la cession de sa filiale connectique FCI à Bain Capital. Cette cession est intervenue après accord des autorités de la concurrence et décret pris sur avis favorable de la Commission des Participations et Transferts. Le prix de cession des titres FCI valorise la société à 1 067 millions d'euros en valeur d'entreprise. La cession de FCI a un impact positif sur le résultat net consolidé 2005 du groupe AREVA de 598 millions d'euros et représente un apport de trésorerie de 853 millions d'euros. Le chiffre d'affaires consolidé du Pôle Connectique s'était établi à 1 289 millions d'euros en 2004, et son résultat opérationnel à 82 millions d'euros.

2004

Aucun élément majeur d'évolution du périmètre n'est à relever pour l'exercice 2004.

• Corporate et Autres

2005

REpower

Le 27 septembre 2005, le groupe AREVA a acquis 21,2 % du capital du fabricant d'éoliennes REpower, l'un des acteurs clés mondiaux du secteur éolien, spécialisé dans la technologie des turbines à forte puissance, particulièrement adaptée aux implantations off-shore. La société compte 558 collaborateurs et a réalisé en 2004 un chiffre d'affaires de 301 millions d'euros. Cette participation est comptabilisée par mise en équivalence.

STMicroelectronics

En août 2005, suite au rachat de ses propres titres par FT1CI, holding de contrôle de STMicroelectronics, la participation d'AREVA dans FT1CI est passée de 79 % à 100 %. Le pourcentage de contrôle d'AREVA dans STMicroelectronics est ainsi passé de 13,9 % à 10,94 %. La part du Groupe reste inchangée.

2004

EMA et Comilog

AREVA a cédé, le 1er juillet 2004, ses participations dans EMA et Comilog, sociétés minières du groupe Eramet mises en équivalence dans les comptes d'AREVA jusqu'au 30 juin 2004.

OPCVM contrôlés par le Groupe

Les OPCVM contrôlés par le Groupe, constitués de fonds communs de placement (FCP) actions et de FCP de taux, comptabilisés en "Immobilisations financières" en normes françaises, sont comptabilisés en "Actifs financiers de couverture des opérations de fin de cycle" en normes IFRS. Comme détaillé dans la Note 1 de l'annexe aux comptes consolidés, AREVA respecte les conditions mentionnées dans le rapport d'étape du Conseil National de la Comptabilité sur la comptabilisation des OPCVM dédiés publié en août 2005 ; ce cadre de référence a été retenu au 31 décembre 2005 dans l'attente d'une prise de position de l'IFRIC sur les conclusions du rapport du CNC.

Variations des taux de change

La politique de change du Groupe est présentée dans le chapitre 4 du Document de référence 2005.

Le chiffre d'affaires consolidé du Groupe réalisé hors zone euro représente 37 % du chiffre d'affaires 2005, contre environ 43 % du chiffre d'affaires 2004. La principale exposition aux variations de taux de change concerne la variation euro/dollar US. 18 % du chiffre d'affaires 2005 a été réalisé dans la zone Amériques, contre 17 % en 2004. Le Groupe est également sensible, en tant que producteur d'uranium au Canada, à la parité dollar canadien/dollar US dans lequel sont libellés les prix de l'uranium. La sensibilité aux autres monnaies (principalement franc suisse, livre sterling, yen, devises du sud-est asiatique et du Moyen-Orient), notamment liées aux activités Transmission & Distribution du Groupe, est de second ordre.

La valeur de l'euro par rapport au dollar US s'est dépréciée sur l'année 2005 de 0,2 % en moyenne par rapport à l'année 2004, et de près de 13 % en glissement sur les cours de fin d'année. L'impact positif de la variation des taux de change sur le chiffre d'affaires du Groupe en 2005 est de 51 millions d'euros, à comparer à l'impact négatif de 173 millions d'euros en 2004 (hors Pôle Connectique).

Modifications de présentation des comptes

Les modifications de présentation des comptes décrites ci-dessous ont eu un impact sur certains chiffres clés du Groupe pour les exercices 2004 IFRS et 2005 IFRS.

2005

AREVA applique les normes IAS 32 et 39 à compter du 1er janvier 2005, ce qui impacte certains chiffres clés du Groupe. Les effets de l'application de ces deux normes complémentaires sont décrits dans le paragraphe 5.1.2.2. ci-dessus, ainsi que dans la Note 39 de l'annexe aux comptes consolidés.

2004

Les dotations et reprises aux provisions pour pertes à terminaison, antérieurement classées en autres produits et charges opérationnels, sont classées en 2004 en coût des ventes, dans un souci de meilleure lisibilité des comptes.

À compter du 1er janvier 2004, la consolidation dans les comptes d'AREVA de la société d'investissement détentrice du TSDI Lilly Financial Corporation Limited et du dépôt de garantie a pour effet d'éliminer du bilan consolidé du Groupe le montant du TSDI et le montant du dépôt de garantie, le solde net étant reclassé en dettes financières.

5.1.3.4. Carnet de commandes

(en millions d'euros)	2005 IFRS	2004 IFRS retraitée	2004 IFRS	Variation* 2005/2004 IFRS en %
Carnet de commandes	**20 569**	**19 647**	**19 820**	**+ 4,7 %**
Pôle Amont	8 086	7 158	7 158	+ 13,0 %
Pôle Réacteurs et Services	3 804	3 506	3 506	+ 8,5 %
Pôle Aval	5 665	6 661	6 661	- 15,0 %
Sous-total Nucléaire	**17 555**	**17 325**	**17 325**	**+ 1,3 %**
Pôle Transmission & Distribution	3 015	2 322	2 322	+ 29,8 %
Pôle Connectique	-	-	173	n.a.
Corporate et Autres	0	0	0	n.a.

** Variations entre 2005 et 2004 retraitée du Pôle Connectique.*

Le carnet de commandes est valorisé sur la base des commandes fermes, à l'exclusion des options non confirmées, évaluées aux conditions économiques de la fin de période considérée. Les commandes en devises faisant l'objet d'une couverture de change sont évaluées au taux de change de couverture ; les commandes en devises non couvertes sont évaluées au taux de change du dernier jour de la période considérée.

En ce qui concerne les contrats à long terme, comptabilisés selon la méthode de l'avancement, en cours de réalisation au moment de la clôture, le montant inclus dans le carnet de commandes correspond à la différence entre, d'une part le chiffre d'affaires prévisionnel du contrat à terminaison, et d'autre part le chiffre d'affaires déjà reconnu sur ce contrat ; il inclut par conséquent les hypothèses d'indexation et de révision de prix contractuelles prises en compte par le Groupe pour l'évaluation du chiffre d'affaires prévisionnel à terminaison.

Au 31 décembre 2005, le carnet de commandes du Groupe s'établit à 20 569 millions d'euros, soit un peu plus de deux années de chiffre d'affaires 2005 et une progression de 4,7 % par rapport aux 19 647 millions d'euros du 31 décembre 2004 retraitée du Pôle Connectique.

Le carnet de commandes des activités *Nucléaires* s'établit à 17 555 millions d'euros au 31 décembre 2005, contre 17 325 millions d'euros au 31 décembre 2004, soit une progression de 1,3 % sur la période. Il représente plus de deux ans et demi de chiffre d'affaires 2005. Les prises de commandes du Nucléaire se sont élevées à plus de 6 milliards d'euros sur l'année.

L'année 2005 a notamment été marquée par la signature de près de 400 millions d'euros de contrats en Chine pour l'extension de la centrale nucléaire de Ling Ao (Province de Guangdong), par le contrat de plus de 300 millions d'euros attribué par EDF à un consortium dirigé par AREVA et portant sur le remplacement de 18 générateurs de vapeur sur 6 réacteurs de 900 MW, par la signature d'un avenant du contrat d'assistance au client japonais JNFL pour l'accompagner jusqu'au démarrage de l'exploitation commerciale de l'usine de Rokkasho-Mura prévu mi-2007, par la reconduction de la fourniture de combustible pour l'année 2007 au client EDF, par des contrats de vente d'uranium frais aux électriciens japonais, américains et français, ainsi que par d'importants contrats de remplacement de générateurs de vapeur aux États-Unis.

Le carnet de commandes du Pôle Transmission & Distribution s'élève à 3 015 millions d'euros au 31 décembre 2005 contre 2 322 millions d'euros au 31 décembre 2004, soit une progression de 29,8 %. Il représente plus de 11 mois de chiffre d'affaires 2005. Les prises de commandes de l'année 2005 sont en hausse de 13,1 % en données comparables par rapport à 2004, hausse portée par la croissance exceptionnelle de 53,2 % en données comparables du quatrième trimestre 2005. Elles s'élèvent à plus de 3,7 milliards d'euros sur l'année. L'année 2005 a été notamment marquée par deux contrats d'une valeur totale de 200 millions d'euros constituant la première phase d'un projet visant à relier les réseaux des pays membres du Conseil de Coopération du Golfe, par un contrat de 148 millions d'euros au Qatar pour la conception et l'installation de six sous-stations, par des contrats en Tunisie d'une valeur totale de 61 millions d'euros pour la construction de cinq sous-stations haute tension et de systèmes de gestion du réseau électrique, par un contrat de 25 millions d'euros au Canada pour la construction du premier déglaceur de lignes électriques au monde basé sur la technologie HVDC, et par un contrat clé en main d'une valeur de 16,6 millions d'euros pour la construction de deux centrales électriques biomasse au sud du Brésil.

5.1.3.5. Compte de résultat

5.1.3.5.1. Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires annuel du groupe AREVA s'établit à 10 125 millions d'euros, contre 9 821 millions d'euros pour l'année 2004 retraitée du Pôle Connectique, soit une progression de 3,1 % en données publiées. La croissance organique s'élève à 3,7 % sur l'année 2005. À l'échelle du Groupe, l'impact positif des variations des taux de change s'élève à 51 millions d'euros. L'effet de périmètre entre les deux périodes s'établit à - 97,6 millions d'euros. La transition aux normes IFRS n'impacte que le Pôle Amont à hauteur de - 32,9 millions d'euros entre les exercices 2004 et 2005 publiés.

(en millions d'euros)	2005 IFRS	2004 IFRS retraitée	2004 IFRS	Variation 2005/2004 en %	Variation 2005/2004 retraitée à p.c.c.* en %
Chiffre d'affaires	**10 125**	**9 821**	**11 109**	**+ 3,1 %**	**+ 3,7 %**
Pôle Amont	2 631	2 524	2 524	+ 4,2 %	+ 5,2 %
Pôle Réacteurs et Services	2 348	2 146	2 146	+ 9,4 %	+10,8 %
Pôle Aval	1 921	1 946	1 946	- 1,3 %	- 2,9 %
Sous-total Nucléaire	**6 900**	**6 616**	**6 616**	**+ 4,3 %**	**+ 4,6 %**
Pôle Transmission & Distribution	3 212	3 186	3 186	+ 0,8 %	+ 2,0 %
Pôle Connectique	-	-	1 289	-	-
Corporate et Autres	14	19	18	- 30,3 %	- 30,3 %

** Périmètre et change constants.*

Les pôles du Nucléaire affichent une croissance organique de 4,6 % marquée par :

- une progression de 5,2 % du Pôle Amont liée à un effet prix favorable dans les fournitures d'uranium et à une hausse des volumes dans l'ensemble des activités du Pôle ;
- les nouveaux projets (Finlande, France, Chine) et les bonnes performances dans le domaine des *Services* qui tirent la croissance du Pôle Réacteurs et Services à 10,8 % ;
- la baisse de 2,9 % du chiffre d'affaires du Pôle Aval après la fin prévue courant 2004 du contrat d'assistance au client japonais JNFL. Un avenant prolongeant, sur un périmètre réduit, l'assistance sur 2006 et 2007 a été signé fin 2005.

Le Pôle Transmission & Distribution enregistre une croissance organique de 2,0 %. La hausse de 5,1 % enregistrée au deuxième semestre 2005 par rapport à 2004 compense un premier semestre 2005 en recul comparé au premier semestre 2004 qui avait connu un effet de rattrapage.

5.1.3.5.2. Marge brute

(en millions d'euros)	2005 IFRS	2004 IFRS retraitée	2004 IFRS publiée	Variation 2005/2004 retraitée en %
Marge Brute	**2 280**	**2 349**	**2 699**	**- 2,9 %**
% du chiffre d'affaires contributif	22,5 %	23,9 %	24,3 %	- 1,4 pt

La marge brute du Groupe s'élève à 2 280 millions d'euros en 2005 (soit 22,5 % du chiffre d'affaires) contre 2 349 millions d'euros en 2004 retraitée du Pôle Connectique (soit 23,9 % du chiffre d'affaires), soit une baisse en valeur absolue de 2,9 % à comparer à la progression de 3,1 % de chiffre d'affaires sur la période.

Dans les activités nucléaires, la marge brute s'élève à 1 555 millions d'euros en 2005 (22,5 % du chiffre d'affaires), contre 1 670 millions d'euros en 2004 (25,2 % du chiffre d'affaires), soit une baisse de 6,9 % ou 2,7 points. Cette évolution résulte de :

- La consolidation du niveau de marge brute dans :
  - les activités du Pôle Amont, où la progression de marge enregistrée est notamment absorbée par l'accroissement des coûts de production dans les activités minières et par la hausse du prix de l'électricité dans le domaine de l'*Enrichissement*,
  - les activités récurrentes du Pôle Réacteurs et Services, avec un effet dilutif sur la marge du Pôle dû au démarrage des projets de construction dans les *Réacteurs*.
- L'impact significatif de la fin du contrat de transfert de savoir-faire pour le compte de JNFL dans le Pôle Aval, partiellement compensé par de bonnes performances dans la Business Unit *Recyclage* (MOX), où la production atteint désormais le maximum de la capacité autorisée à l'usine MELOX.

La marge brute du Pôle Transmission & Distribution progresse de 656 millions d'euros en 2004 (20,6 % du chiffre d'affaires) à 722 millions d'euros en 2005 (22,5 % du chiffre d'affaires), soit une progression de 10,1 % ou 1,9 point. Cette évolution est majoritairement liée à la performance dans les produits et l'automation, pour lesquels la bonne tenue des volumes et les actions mises en œuvre dans le cadre du plan d'optimisation ont généré des résultats en nette augmentation.

5.1.3.5.3. Recherche et développement

Les dépenses de recherche et développement figurent au bilan si les dépenses répondent aux critères d'activation fixés par la norme IAS 38, et en charges de recherche et développement dans le cas contraire. Dans le compte de résultat, les frais de recherche et développement apparaissent sous la marge brute et représentent les dépenses, non activables, engagées par le Groupe exclusivement ; les charges relatives aux programmes financés partiellement ou totalement par les clients, ainsi que les projets en partenariat où AREVA dispose d'un droit d'usage commercial des résultats sont comptabilisées dans le coût des ventes. L'ensemble des montants engagés pour la recherche et le développement, qu'ils soient activés ou en charges de l'exercice, constitue l'effort de recherche et développement.

	2005 IFRS		2004 IFRS retraitée		2004 IFRS	
	En millions d'euros	En % du CA	En millions d'euros	En % du CA	En millions d'euros	En % du CA
Nucléaire	209	3,0 %	204	3,1 %	204	3,1 %
Transmission & Distribution	116	3,6 %	122	3,8 %	122	3,8 %
Connectique	-	-	-	-	75	5,8 %
Corporate et Autres	3	19,3 %	2	10,5 %	2	11,1 %
Total des frais de recherche et développement	**328**	**3,2 %**	**327**	**3,3 %**	**402**	**3,6 %**
Effort de recherche et développement	582	5,7 %	484	4,9 %	559	5,0 %
Dont coûts activés au bilan (1)	143	1,4 %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Nombre de brevets déposés	**99**	**-**	**116**	**-**	**214**	**-**

(1) En effet, contrairement aux normes françaises où la capitalisation des coûts de recherche et développement était optionnelle dans le cas où les charges répondaient aux critères d'activation, la norme IAS 38 impose de capitaliser les coûts de développement dès que ces charges répondent aux critères de capitalisation. En 2005, plus de 140 millions d'euros de frais de R&D ont été capitalisés sur les seules activités Mines et Réacteurs.

Les frais de recherche et développement du Groupe ont représenté, sur l'année 2005, 328 millions d'euros, soit 3,2 % du chiffre d'affaires contributif 2005. Cet indicateur affiche une relative stabilité par rapport à l'exercice 2004 retraité du Pôle Connectique, où les frais de recherche et développement s'élevaient à 327 millions d'euros pour un ratio de 3,3 % par rapport au chiffre d'affaires 2004.

En prenant en compte l'ensemble des coûts engagés pour la recherche et le développement, l'effort de recherche et développement s'élève à 582 millions d'euros en 2005, soit 5,7 % du chiffre d'affaires de la période, en forte hausse par rapport aux 484 millions d'euros pour l'année 2004, qui représentent 4,9 % du chiffre d'affaires de la période. Cet effort inclut pour plus des trois quarts les dépenses liées au développement de l'EPR et à sa certification aux États-Unis, ainsi que les frais de recherche minières, attendus en croissance sur les périodes suivantes, et activés lorsque les critères de capitalisation sont remplis.

Dans les activités *nucléaires*, les dépenses de recherche et développement représentent 209 millions d'euros, soit 3,0 % du chiffre d'affaires en 2005, et 204 millions d'euros, soit 3,1 % du chiffre d'affaires en 2004. L'effort de recherche et développement dans le nucléaire représente quant à lui 469 millions d'euros en 2005, soit 6,8 % du chiffre d'affaires. L'évolution de l'effort de recherche et développement entre 2004 et 2005 reflète le début d'une progression durable des dépenses d'exploration minière dans les activités *nucléaires*, les efforts soutenus dans le développement de l'EPR et sa certification aux États-Unis, ainsi que la poursuite de nombreux projets, parmi lesquels :

- les travaux préliminaires de préparation d'une nouvelle génération d'électrolyseurs pour la production de fluor dans le cadre du projet de rénovation des outils de conversion dans l'amont du cycle ;
- l'amélioration de la performance des combustibles ;
- l'analyse des technologies des réacteurs haute température (HTR) ;
- la poursuite du développement des piles à combustibles.

Dans le Pôle Transmission & Distribution, les dépenses de recherche et développement représentent 108 millions d'euros en 2005, soit 3,4 % du chiffre d'affaires, et 122 millions d'euros en 2004, soit 3,8 % du chiffre d'affaires. L'effort de recherche et développement dans ce Pôle représente également 108 millions d'euros, soit 3,4 % du chiffre d'affaires, en 2005. Comme en 2004, les dépenses ont porté sur l'accroissement des performances des équipements et systèmes de puissance électriques, et sur le développement de contrôles numériques et de systèmes d'information pour le monitoring des réseaux électriques.

5.1.3.5.4. Frais généraux, commerciaux et administratifs

Les frais commerciaux, généraux et administratifs du Groupe s'élèvent à 1 202 millions d'euros en 2005, contre 1 184 millions d'euros en 2004 retraitée du Pôle Connectique, soit une augmentation de 1,5 % sur l'exercice. Rapportés au chiffre d'affaires, les frais commerciaux, généraux et administratifs sont en recul, passant de 12,1 % en 2004 à 11,9 % en 2005. Cette évolution traduit les efforts de maîtrise des dépenses dans un contexte de dynamisme de l'activité commerciale ayant conduit à une augmentation significative du carnet de commandes.

Les frais commerciaux s'élèvent à 478 millions d'euros en 2005, contre 500 millions d'euros en 2004 retraitée du Pôle Connectique, soit une baisse de 4,4 % sur la période. Ces dépenses représentent 4,7 % du chiffre d'affaires en 2005 et 5,1 % du chiffre d'affaires en 2004 retraitée du Pôle Connectique. Ce montant des frais commerciaux et marketing du Groupe traduit une relative stabilité en valeur absolue dans l'ensemble des activités, malgré l'offre EPR Chine, déposée en février 2005 et pour laquelle les discussions commerciales se sont poursuivies sur l'ensemble de l'année.

Les frais généraux et administratifs s'élèvent à 723 millions d'euros en 2005, contre 684 millions d'euros en 2004 retraitée du Pôle Connectique, soit une hausse de 5,8 % sur l'année. Ils représentent 7,1 % du chiffre d'affaires en 2005, niveau relativement stable par rapport au ratio de 7,0 % en 2004 retraitée du Pôle Connectique.

5.1.3.5.5. Résultat opérationnel courant

Compte tenu des éléments qui précèdent, le résultat opérationnel courant du Groupe s'élève à 746 millions d'euros en 2005, en progression de 1,5 % par rapport aux 735 millions d'euros de 2004 retraitée du Pôle Connectique. Le taux de marge du résultat opérationnel courant reste stable à 7,4 % en 2005 par rapport à 7,5 % en 2004 retraitée du Pôle Connectique.

5.1.3.5.6. Éléments opérationnels non courants

Les éléments opérationnels non courants représentent une charge de 195 millions d'euros en 2005, contre 177 millions d'euros en 2004 retraitée du Pôle Connectique, soit une hausse de 10,2 % sur la période.

Les charges de restructuration représentent l'essentiel des éléments opérationnels non courants. Ces dépenses sont portées principalement par le Pôle Transmission & Distribution, dans le cadre du plan de restructuration à trois ans. Les charges non courantes du Pôle Transmission & Distribution sur l'année 2005 s'élèvent à 164 millions d'euros, dont 102 millions d'euros liés aux restructurations. Les charges de restructuration passent ainsi de 142 millions d'euros en 2004 à 102 millions d'euros pour l'exercice 2005. Le montant total des charges de restructuration enregistrées au titre du "plan 2004-2007" s'élève ainsi à 244 millions d'euros à fin 2005.

5.1.3.5.7. Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel de l'année 2005 s'élève à 551 millions d'euros, soit 5,4 % du chiffre d'affaires, contre 558 millions d'euros en 2004, ou 5,7 % du chiffre d'affaires, après retraitement du Pôle Connectique, soit une baisse de 1,3 % ou 0,3 point.

- Le *Nucléaire* contribue à hauteur de 670 millions d'euros, contre 696 millions d'euros en 2004, soit une baisse de 3,7 %. Le taux de marge opérationnelle du nucléaire s'établit ainsi à 9,7 % en 2005 contre 10,5 % en 2004. Cette baisse résulte essentiellement de la fin du contrat pour JNFL, qui avait encore significativement contribué à la marge brute du Pôle Aval, ainsi qu'à l'effet dilutif du lancement des nouveaux projets de réacteurs.

- Le résultat opérationnel du Pôle Transmission & Distribution s'établit à - 61 millions d'euros en 2005, en progression par rapport aux -103 millions d'euros enregistrés en 2004. Le taux de marge opérationnelle passe ainsi de - 3,2 % du chiffre d'affaires en 2004 à - 1,9 % du chiffre d'affaires en 2005. La rentabilité du pôle supporte encore d'importantes charges de restructuration dans le cadre du plan à trois ans lancé en 2004, soit 102 millions d'euros en 2005 contre 142 millions d'euros en 2004. Le progrès le plus significatif est enregistré dans la Business Unit *Produits*, qui représente près de la moitié des ventes du Pôle, et pour laquelle les efforts en termes d'achats et de redéfinition de l'empreinte industrielle produisent les effets escomptés.

- Le résultat opérationnel du *Corporate* s'établit à - 58 millions d'euros en 2005, contre - 35 millions d'euros en 2004 retraitée du Pôle Connectique et - 67 millions d'euros en 2003. L'année 2004 avait été marquée par une plus-value de cession d'actifs immobiliers, et en particulier par la vente d'un immeuble à Lyon (France). Le niveau enregistré en 2005 reflète une année modeste en termes de dépenses de publicité notamment.

5.1.3.5.8. Résultat financier

(en millions d'euros)	2005 IFRS*	2004 IFRS retraitée**	2004 IFRS**
Coût de l'endettement financier net [(charges) / produits]	**17**	**27**	**18**
Autres charges et produits financiers	**(30)**	**(30)**	**(36)**
Obligations de fin de cycle :	**(32)**	**(2)**	**(2)**
Résultat sur portefeuille financier dédié	64	92	92
Désactualisation des provisions pour obligations de fin de cycle	(96)	(94)	(94)
Autres éléments financiers	**2**	**(28)**	**(34)**
Résultat de change	*(5)*	*(0)*	*(2)*
Résultat sur cession de titres et variation de valeur de titres de transaction	*92*	*38*	*38*
Dividendes reçus	*29*	*30*	*30*
Dépréciation d'actifs financiers	*5*	*7*	*7*
Intérêts des avances sur contrats	*(42)*	*(39)*	*(39)*
Résultat sur retraites et autres avantages du personnel	*(59)*	*(56)*	*(57)*
Autres	*(18)*	*(8)*	*(11)*
Résultat Financier	**(13)**	**(3)**	**(18)**

** Y/c IAS 32-39*

*** Hors IAS 32-39*

Le résultat financier s'établit à - 13 millions d'euros sur l'année 2005, contre - 3 millions d'euros en 2004 retraitée du Pôle Connectique.

- Le coût de l'endettement financier net passe de 27 millions d'euros en 2004 retraitée du Pôle Connectique à 17 millions d'euros en 2005, soit une diminution de 37 %. Cette évolution résulte essentiellement de l'application des normes IAS 32-39 en 2005 et de la baisse des taux, dont l'effet a été défavorable sur le placement de la trésorerie du Groupe.

- Le résultat financier lié aux obligations de fin de cycle s'élève à - 32 millions d'euros en 2005, en baisse par rapport aux - 2 millions d'euros en 2004 retraitée du Pôle Connectique :

  – Par construction, les charges de désactualisation des provisions pour obligations de fin de cycle sont relativement stables en 2005.

  – Le résultat du portefeuille financier dédié aux obligations de fin de cycle s'établit à 64 millions d'euros en 2005 contre 92 millions d'euros en 2004. L'année 2004 avait donné lieu en effet à d'importantes reprises de provisions, compte tenu de la remontée des marchés financiers.

- Le résultat financier non lié aux obligations de fin de cycle est en forte hausse, à 2 millions d'euros en 2005 contre - 28 millions d'euros en 2004 retraitée du Pôle Connectique. L'année 2005 bénéficie notamment des plus-values réalisées sur les cessions des titres AssystemBrime et Energy Resources of Australia Ltd (ERA).

5.1.3.5.9. Impôts sur les résultats

La charge d'impôts sur les résultats s'élève à 146 millions d'euros en 2005, en progression de 17,7 % par rapport aux 124 millions d'euros en 2004 retraitée du Pôle Connectique. Le taux effectif d'imposition du Groupe ressort en conséquence à 27,1 % en 2005, contre 22,3 % en 2004 retraitée du Pôle Connectique, soit une hausse de 4,8 points en 2005. Cette évolution du taux effectif d'imposition du Groupe résulte notamment de la moindre contribution, en 2005, des résultats taxables au taux réduit, et en particulier à la diminution du résultat de la société Eurodif.

5.1.3.5.10. Quote-part dans les résultats des sociétés associées mises en équivalence

(en millions d'euros)	2005 IFRS	2004 IFRS
STMicroelectronics	38	74
Groupe Eramet	104	48
Autres	11	6
Total	**153**	**128**

Les deux principales participations comptabilisées par mise en équivalence dans les comptes du Groupe sont STMicroelectronics et Eramet. Les autres participations comptabilisées par mise en équivalence sont décrites dans la Note 15 de l'annexe aux comptes consolidés.

La quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence progresse de près de 20 % à 153 millions d'euros en 2005, contre 128 millions d'euros en 2004. Cette progression, malgré la baisse des résultats de STMicroelectronics, s'explique principalement par la forte amélioration du résultat d'Eramet.

Les résultats de STMicroelectronics et d'Eramet pris en compte par le Groupe peuvent différer des résultats publiés par ces sociétés :

- les chiffres de STMicroelectronics sont en normes comptables américaines et en dollars américains. Ils sont convertis en euros et retraités par le Groupe,
- concernant Eramet, le calcul est basé sur des résultats provisoires. Les différences éventuelles entre les comptes provisoires et les comptes définitifs sont intégrées dans les comptes de la période suivante.

5.1.3.5.11. Résultat net d'impôt des activités cédées

Le résultat net d'impôt des activités cédées s'établit à 598 millions d'euros au 31 décembre 2005, contre 31 millions d'euros en 2004 après retraitement du Pôle Connectique dans le résultat net d'impôt des activités cédées.

En 2004, ce résultat correspond uniquement au résultat de FCI. En 2005, le résultat net d'impôt des activités cédées comprend :

- le résultat net de cession du Pôle à hauteur de 528 millions d'euros*,
- ainsi que le résultat net de l'activité cédée, sur la période du 1er janvier au 31 octobre 2005, date de cession de FCI à Bain Capital, pour un montant de 70 millions d'euros.

Le détail des éléments constitutifs du résultat net d'impôt des activités cédées est indiqué dans la Note 9 de l'annexe aux comptes consolidés.

5.1.3.5.12. Part des minoritaires

La part des minoritaires dans le résultat du Groupe en 2005 s'établit à 95 millions d'euros, contre 139 millions d'euros en 2004 retraitée du Pôle Connectique. Cette évolution s'explique principalement par :

- la baisse des résultats de STMicroelectronics sur la période,
- la sortie de France Télécom du capital de FT1CI (holding de co-contrôle de STMicroelectronics) le 28 septembre 2005, celle-ci étant depuis détenue à 100 % par AREVA.

La part des minoritaires se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	**2005 IFRS**	2004 IFRS	2004 IFRS retraitée
34 % de Siemens dans AREVA NP	47	61	61
2,9 % de France Télécom dans STMicroelectronics	5	26*	26*
40 % de minoritaires chez Eurodif	36	43	43
Autres	7	9	9
Total	**95**	**139**	**139**

** 6,25 % détenus par France Télécom du 1er janvier 2004 au 21 décembre 2004, puis 2,92 % jusqu'au 28 septembre 2005, et 0 % depuis.*

5.1.3.5.13. Résultat net part du Groupe

Compte tenu des éléments décrits ci-dessus, le résultat net, part du Groupe de l'année 2005 s'établit à 1 049 millions d'euros, en forte progression par rapport aux 451 millions d'euros de l'année 2004, compte tenu du résultat net d'impôt de la cession du Pôle Connectique.

Le bénéfice net par action s'élève ainsi à 29,60 euros en 2005, contre 12,71 euros en 2004. Le bénéfice net des activités poursuivies par action s'élève à 12,72 euros en 2005, contre 11,83 euros en 2004.

** Ces 528 millions d'euros comprennent le résultat de cession constaté par AREVA S.A (cf Annexe aux comptes sociaux, paragraphe 5.7.5.3.), pour 208 millions d'euros, et les impôts différés actifs générés par cette cession.*

5.1.3.6. Revue des pôles d'activité

5.1.3.6.1. Pôle Amont

(en millions d'euros)	**2005 IFRS**	2004 IFRS retraitée	2004 IFRS publiée	Variation 2005/2004 retraitée en %	Variation 2005/2004 retraitée à p.c.c.* en %
Carnet de commandes	**8 086**	**7 158**	**7 158**	**+ 13,0 %**	**-**
Chiffre d'affaires contributif	2 631	2 524	2 524	+ 4,2 %	+ 5,2 %
Mines	508	475	475	+ 6,9 %	+ 13,7 %
Chimie	283	232	232	+ 22,0 %	+ 20,4 %
Enrichissement	727	681	681	+ 6,7 %	+ 6,5 %
Combustible	1 113	1 136	1 136	- 2,0 %	- 2,0 %
Résultat opérationnel	**374**	**370**	**370**	**+ 1,1 %**	**-**
En % du CA contributif	*14,2 %*	*14,7 %*	*14,7 %*	*- 0,5 point*	-

* *Périmètre et change constants*

Faits marquants de l'année

Dans l'activité des *Mines*, la hausse du prix spot de l'uranium s'est poursuivie : le prix spot à fin décembre 2005 est de 36 USD/lb contre 20,7 USD/lb à fin décembre 2004, soit une hausse de 74 %. Le marché mondial reste bien orienté, avec une forte demande pour la période 2008-2012. Cette évolution n'aura un impact significatif dans les comptes du Groupe qu'à la réalisation des contrats négociés au cours actuel, soit principalement après 2008.

La production de la Business Unit *Mines* s'est établie à un peu plus de 6 000 tonnes en 2005, en léger retrait par rapport aux 6 125 tonnes de 2004. Sur le plan commercial, l'année 2005 a été marquée par l'allongement de la durée des contrats entrant en portefeuille. Les contrats de fourniture à EDF ont été notamment prolongés au-delà de 2008, voire jusqu'en 2018. La Business Unit a par ailleurs renforcé sa position commerciale en Asie.

Dans une démarche cohérente avec les enjeux du secteur de l'uranium et conformément à ce qui avait été annoncé, 2005 marque une accélération du programme d'investissements opérationnels. Ceux-ci ont plus que doublé par rapport à 2004, dans le cadre des projets de développement de Katco (Kazakhstan) et Cigar Lake (Canada) notamment. Dans le même esprit, les dépenses d'exploration ont progressé de 14 % entre 2004 et 2005.

Dans la *Conversion* et les technologies associées, le groupe AREVA et la société russe Tenex ont signé le 2 mai 2005 un contrat de transfert de technologie d'un montant de 50 millions d'euros pour la construction en Sibérie d'une usine de défluoration de l'uranium. Ce transfert comprend la conception de l'installation, la fourniture des équipements, la supervision du montage et des essais, ainsi que la formation à la conduite et à la maintenance, le terme du projet étant prévu en 2009. AREVA dispose de la seule usine au monde de ce type. Implantée sur le site de Pierrelatte dans la Drôme (France), cette unité transforme depuis 1984 l'hexafluorure d'uranium appauvri issu des usines d'enrichissement en un produit parfaitement stable, l'oxyde d'uranium U308.

Dans le domaine de *l'Enrichissement*, 2005 marque la fin du contrat cadre d'approvisionnement électrique d'EDF à AREVA, principalement utilisé pour la réalisation des prestations d'enrichissement d'uranium à l'export. Des négociations sont en cours pour le renouvellement de ce contrat, à de nouvelles conditions économiques. De façon à se prémunir de tout risque de rupture d'approvisionnement, le Groupe a stocké d'importantes quantités d'UTS lors des derniers exercices. Il a également sécurisé ses approvisionnements pour les livraisons prévues sur la période 2006-2012.

Concernant le projet "Georges Besse II", le lancement des opérations lourdes de construction de la future usine d'enrichissement par technologie de centrifugation reste subordonné au closing de l'opération de prise de participation à 50 %, aux côtés d'Urenco, dans la société ETC (Enrichment Technology Corporation), qui détient la technologie de centrifugation. Ce closing nécessite, outre l'autorisation des autorités européennes, la ratification d'un traité intergouvernemental par les gouvernements allemand, britannique, français et hollandais. Les autorisations ont été obtenues de la part des autorités de la Communauté européenne, et trois des quatre pays mentionnés ont ratifié le traité. Seuls les Pays-Bas doivent encore procéder à la ratification, pour laquelle le gouvernement a choisi d'utiliser la voie parlementaire. Le Groupe considère qu'à ce stade, le délai complémentaire requis par la procédure n'est pas de nature à retarder le planning général du projet.

Les activités *Combustible* ont été marquées en 2005 par un niveau de prise de commandes important. L'activité commerciale s'accompagne, notamment de la part des électriciens américains, d'une tendance consistant à signer des contrats d'approvisionnement pour leur flotte complète de réacteurs. Sur le plan industriel, et dans le cadre de l'optimisation de son outil mondial de fabrication, 2005 aura permis à la Business Unit d'enregistrer l'obtention de l'autorisation d'augmentation de capacité de l'usine de Lingen en Allemagne.

Carnet de commandes

Le carnet de commandes du Pôle Amont s'établit à 8 086 millions d'euros au 31 décembre 2005, contre 7 158 millions d'euros au 31 décembre 2004, soit une progression de 13,0 %. Il représente un peu plus de trois ans de chiffre d'affaires 2005.

Cette évolution reflète une activité commerciale soutenue, en particulier dans le domaine de la fourniture d'uranium où deux années de ventes ont été contractées en 2005, ainsi que dans le combustible où d'importants succès commerciaux sont à relever :

- prolongement du contrat de fourniture d'uranium à EDF jusqu'en 2018 ;
- prolongement jusqu'en 2007 du contrat d'approvisionnement en combustible d'EDF, couvrant précédemment la période 2003-2006 ;
- signature d'un contrat de plus de 100 millions d'euros avec la centrale de Gösgen (Suisse) pour six recharges de combustible URT à fournir sur la période 2008-2013 ;
- signature d'un contrat de plus de 100 millions d'euros pour l'approvisionnement en combustible de 2007 à 2010 de six des sept réacteurs nucléaires de l'exploitant suédois Vattenfall ;
- prises de commandes des recharges de combustible pour l'ensemble des réacteurs du Duke Power et Progress Energy aux États-Unis.

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du Pôle Amont s'établit en 2005 à 2 631 millions d'euros contre 2 524 millions d'euros en 2004, soit une hausse de 4,2 % en données publiées et de 5,2 % en données comparables. Outre l'impact positif de la variation des taux de change de 9 millions d'euros sur la période, le chiffre d'affaires du Pôle Amont est impacté par la transition aux normes IFRS à hauteur de - 33 millions d'euros : dans les activités de négoce, seule la marge réalisée est désormais comptabilisée en chiffre d'affaires.

Dans le domaine des *Mines*, la croissance du chiffre d'affaires (+ 13,7 % de croissance organique) résulte pour les deux tiers de l'effet-prix favorable dans la fourniture d'uranium, avec un prix moyen en progression de 12,9 % en USD, et pour un tiers d'une hausse des volumes vendus qui s'établissent à 13 227 tonnes, en progression de 6,1 % par rapport à 2004.

L'activité de *Conversion* est en hausse (+ 20,4 % de croissance organique) sur la période, en raison de la conjugaison d'un effet-prix favorable et d'une hausse des volumes vendus. La production d'UF_6 est stable à un niveau historiquement élevé de plus de 14 000 tonnes, proche de la limite actuelle de capacité de production.

Malgré une légère baisse conjoncturelle des ventes export, la croissance des volumes de services d'*Enrichissement* sur le marché domestique permet d'enregistrer une hausse du chiffre d'affaires sur la période (+ 6,5 % de croissance organique).

Le *Combustible* affiche une hausse de 3,5 % des volumes vendus, notamment aux États-Unis, mais une légère baisse de ses ventes en valeur (- 2,0 % en données comparables). Cette évolution résulte d'un effet mix/prix défavorable en 2005 entre le combustible à l'uranium naturel (UO_2) et les combustibles à l'uranium de retraitement (URT) ou MOX.

En termes géographiques, la hausse des ventes en 2005 est essentiellement localisée en Europe, qui représente près de 65 % des ventes du Pôle.

Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel du Pôle Amont s'élève à 374 millions d'euros en 2005, soit 14,2 % du chiffre d'affaires contre 370 millions d'euros en 2004 et 14,7 % du chiffre d'affaires. Cette relative stabilité reflète essentiellement :

- une bonne performance de la Business Unit *Mines* (+ 36 millions d'euros), avec l'évolution positive des prix de l'uranium et un effet ponctuel favorable lié à la revalorisation des stocks destinés au trading (normes IAS 32-39). On Note toutefois une augmentation du coût moyen des ressources sur l'année 2005.
- une augmentation des coûts de revient de l'*Enrichissement* liée à la hausse du prix de l'électricité. Le processus d'enrichissement est en effet très consommateur d'électricité et cette énergie constitue une partie majeure du prix de revient. L'année 2005 est par ailleurs marquée par un recul conjoncturel des ventes à l'export (États-Unis et Asie), qui a partiellement pesé sur la rentabilité opérationnelle de la Business Unit. Ce phénomène, lié au cadencement des appels de fourniture sur contrats de la part des électriciens, ne devrait pas se reproduire en 2006.
- le léger recul de la profitabilité dans le *Combustible*, malgré un cadencement des livraisons de combustible favorable en termes de volumes, et dans une moindre mesure un effet prix légèrement positif. L'année 2004 avait bénéficié d'éléments positifs non récurrents.

5.1.3.6.2. Pôle Réacteurs et Services

(en millions d'euros)	2005 IFRS	2004 IFRS retraitée	2004 IFRS publiée	Variation 2005/2004 retraitée en %	Variation 2005/2004 retraitée à p.c.c. * en %
Carnet de commandes	**3 804**	**3 506**	**3 506**	**+ 8,6 %**	**-**
Chiffre d'affaires contributif	**2 348**	**2 146**	**2 146**	**+ 9,4 %**	**+ 10,8 %**
Réacteurs	769	582	582	+ 32,0 %	+ 31,6 %
Services nucléaires	727	696	696	+ 4,4 %	+ 3,4 %
Equipements	227	242	242	- 6,2 %	- 6,2 %
Technicatome	316	316	316	- 0,2 %	+ 5,4 %
Mesures nucléaires	166	157	157	+ 5,8 %	+ 5,6 %
Conseil et Systèmes d'information	143	133	133	+ 7,4 %	+ 7,4 %
Mécanique	-	18	18	- 100,0 %	-
Résultat Opérationnel	**87**	**95**	**95**	**- 8,4 %**	**-**
En % du CA contributif	*3,7 %*	*4,4 %*	*4,4 %*	*- 0,7 point*	-

* *Périmètre et change constants.*

Faits marquants de l'année

Dans le domaine des *Réacteurs*, l'année 2005 a été marquée par une activité commerciale soutenue avec la Chine :

- remise, le 28 février 2005, d'une offre pour la construction de quatre réacteurs nucléaires de 3ème génération, en réponse à l'appel d'offres international lancé le 28 septembre 2004 par les autorités chinoises pour la construction de quatre îlots nucléaires à Yangjiang et Sanmen. L'offre commerciale d'AREVA, adaptée successivement dans le courant de l'année 2005, propose l'EPR, aujourd'hui le seul réacteur de 3ème génération ayant déjà reçu commande de la part de clients électriciens,

- signature d'un contrat d'assistance technique avec CGNPC/NPIC (China Guangdong Nuclear Power Corp./Nuclear Power Institute of China) pour la réalisation des îlots nucléaires n° 3 et 4 d'extension de la centrale nucléaire de Ling Ao, dans la province de Guangdong, en avril 2005. Au titre de ce contrat, le Groupe fournira les éléments du circuit primaire ("Primary Loop Package") et les équipements d'I&C ("Instrumentation & Contrôle").

Aux États-Unis, le Groupe a noué avec l'électricien Constellation Energy une alliance stratégique en créant une joint-venture à 50-50, "UniStar Nuclear". Cette société commune est destinée à lancer commercialement aux États-Unis le premier parc de réacteurs de troisième génération.

UniStar Nuclear associe, au sein d'une offre globale, AREVA et un électricien bénéficiant d'une grande expérience dans le licensing et l'exploitation de centrales. UniStar Nuclear est la structure commerciale qui permettra le développement de joint-ventures entre Constellation Energy, d'autres électriciens et tous les acteurs intéressés. Ces joint-ventures devraient prendre en charge le licensing, la construction, l'exploitation des réacteurs en étant propriétaires, constituant ainsi un parc standardisé d'EPR américains.

Pour accompagner le développement des projets de construction de réacteurs ainsi que ceux liés à l'extension de leur durée de vie, le Groupe a lancé un programme d'investissement de 30 millions d'euros pour augmenter la capacité de production de son usine de Châlon Saint-Marcel, en France (fabrication des gros composants pour centrales nucléaires : cuves de réacteurs, générateurs de vapeur, pressuriseurs).

Ce programme porte principalement sur l'extension de 2 900 m^2 du hall d'assemblage des composants lourds. Un plan de recrutement a été associé à ce projet, avec plus de 200 embauches sur 2004 et 2005. L'usine devrait poursuivre sa montée en charge en 2006.

Dans le cadre du projet EPR finlandais "Olkiluoto 3", la dalle de béton a été coulée à la mi-août sur l'emplacement du futur bâtiment combustible. La fabrication des équipements lourds, cuve du réacteur et générateurs de vapeur, est en cours. Enfin, sur le projet de l'EPR de Flamanville en France, le groupe a reçu commande de la part d'EDF des pré-études d'ingénierie.

Dans les *Services*, AREVA a finalisé le 14 juin 2005 l'acquisition de la société suédoise Uddcomb Engineering, spécialisée dans les prestations de services et d'ingénierie pour les centrales nucléaires. Le Groupe a également procédé au rachat à Siemens d'une activité spécialisée dans la maintenance de contrôle commande en centrales nucléaires.

Carnet de commandes

Le carnet de commandes du Pôle Réacteurs et Services s'établit à 3 804 millions d'euros au 31 décembre 2005, contre 3 506 millions d'euros au 31 décembre 2004, soit une progression de 8,6 %. Il représente plus de 19 mois de chiffre d'affaires 2005.

Le fait marquant de l'année est la prise de commandes des circuits primaires et des contrôles commandes des futurs réacteurs 3 et 4 de la centrale de Ling Ao en Chine et l'assistance technique associée, pour un montant global de près de 400 millions d'euros. Dans les *Équipements*, le 5 avril 2005, EDF a attribué un contrat de plus de 300 millions d'euros à un consortium dirigé par AREVA. Le contrat porte sur le remplacement de 18 générateurs de vapeur sur 6 réacteurs de 900 MW, dont un réacteur en option, ainsi que sur les opérations associées. Les opérations de remplacement seront réalisées par le Groupe et les entreprises partenaires lors des arrêts de tranche programmés entre fin 2006 et 2012. Enfin, dans les *Services*, l'activité commerciale a également été soutenue, notamment aux États-Unis, et s'est traduite par une forte progression des prises de commandes.

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du Pôle Réacteurs et Services s'établit en 2005 à 2 348 millions d'euros contre 2 146 millions d'euros en 2004, soit une hausse de 9,4 % en données publiées et de 10,8 % en données comparables. L'impact positif de la variation des taux de change représente 1 million d'euros sur la période. Le passage aux normes IFRS n'a pas d'impact sur le chiffre d'affaires du Pôle.

La progression du chiffre d'affaires résulte essentiellement des éléments suivants :

- par rapport à 2004, le contrat EPR en Finlande a dégagé 90 millions d'euros de chiffre d'affaires additionnel en 2005. La pré-étude de l'EPR sur la tête de série en France, les contrats de duplication des centrales chinoises (Ling Ao - II) ainsi que les activités récurrentes d'ingénierie ont également alimenté les ventes de la Business Unit *Réacteurs* (+ 31,6 % de croissance organique sur la période) ;

- avec 120 arrêts de tranche réalisés dans le monde en 2005 et une hausse des remplacements de gros composants, les *Services Nucléaires* ont bénéficié d'un bon niveau d'activité (+ 3,4 % de croissance organique sur la période), notamment en France (prestations intégrées de maintenance) et aux États-Unis où, pour la première fois, un remplacement de pressuriseur a été réalisé ;

- les *Équipements* enregistrent un niveau de production en hausse, avec une contribution de plus en plus importante de la fabrication d'équipements pour les projets de réacteurs (Finlande et Chine). Avec de nombreux contrats remportés, notamment en France et aux États-Unis, les prises de commandes progressent fortement. Toutefois, le chiffre d'affaires relatif aux grands projets étant enregistré par la Business Unit *Réacteurs*, les *Équipements* affichent un recul de 6,2 % en données comparables sur la période ;

- les autres activités du Pôle Réacteurs et Services sont stables pour AREVA TA, dont les activités se déroulent conformément aux prévisions, ou en croissance dans les *Mesures Nucléaires*, où la stratégie marketing et l'organisation commerciale ont été revues, ainsi que dans la Business Unit *Conseil et Systèmes d'Information* (groupe Euriware) dont la progression de l'activité est en ligne avec celle du marché.

En termes géographiques, la hausse de chiffre d'affaires provient de la région Europe, qui représente les deux tiers des ventes du Pôle, et essentiellement du projet EPR en Finlande.

Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel du Pôle Réacteurs et Services s'élève à 87 millions d'euros en 2005, soit 3,7 % du chiffre d'affaires, contre 95 millions d'euros en 2004, soit 4,4 % du chiffre d'affaires.

Cette évolution est marquée par :

- l'effet dilutif sur le résultat du démarrage des projets de construction dans les *Réacteurs*. Il intègre notamment sur le projet finlandais OL3, les conditions particulièrement contraignantes de réalisation de ce premier contrat de la série EPR (cf. sections 4.5.1.8. et 4.15.4.).

- l'activité des *Services Nucléaires* a été particulièrement soutenue sur 2005, notamment en France et aux États-Unis où l'augmentation des arrêts de tranche et des remplacements de gros composants ont eu un effet favorable sur les marges ;

- les *Équipements* bénéficient en 2005 d'un effet-volume positif, qui permet de dégager une marge opérationnelle positive et en progression ;

- la refonte de l'organisation commerciale dans les *Mesures Nucléaires* et le plan d'optimisation mis en place en début d'année 2005 se traduisent par une nette amélioration de la profitabilité des activités.

5.1.3.6.3. Pôle Aval

(en millions d'euros)	**2005 IFRS**	2004 IFRS retraitée	2004 IFRS	Variation 2005/2004 retraitée en %	Variation 2005/2004 retraitée à p.c.c* en %
Carnet de commandes	**5 665**	**6 661**	**6 661**	**- 14,9 %**	**-**
Chiffre d'affaires contributif	1 921	1 946	1 946	- 1,3 %	- 2,9 %
Traitement et Recyclage	1 553	1 541	1 541	- 0,8 %	- 1,6 %
Logistique	181	222	222	- 18,6 %	- 13,5 %
Ingénierie	69	73	73	- 5,4 %	- 15,3 %
Assainissement	119	110	110	+ 8,2 %	+ 7,6 %
Résultat Opérationnel	**208**	**231**	**231**	**- 10,0 %**	**-**
En % du CA contributif	*10,8 %*	*11,8 %*	*11,8 %*	*- 1,0 point*	-

* *Périmètre et change constants.*

Faits marquants de l'année

L'année 2005 a été marquée par la fin de l'opération Eurofab, débutée en 2004. Cette opération de fabrication en France de quatre assemblages MOX à partir de plutonium militaire américain (140 kg) s'inscrivait dans le cadre du programme "MOX for peace" de non-prolifération nucléaire engageant les États-Unis et la Russie.

La technologie et les compétences développées par AREVA en matière de recyclage du plutonium et de fabrication du MOX ont été retenues par les États-Unis et la Russie dans le cadre de leurs accords mutuels de désarmement, les deux pays ayant choisi de recycler, chacun sous forme de MOX, 34 tonnes de plutonium militaire déclaré en excès et d'utiliser ce combustible dans l'alimentation de réacteurs nucléaires civils. La construction d'une usine de fabrication de MOX dans chacun de ces deux pays a ainsi été projetée. Aux États-Unis, la Nuclear Regulatory Commission (NRC) a autorisé en mai 2005 la construction de l'usine de fabrication de MOX en Caroline du Sud à Savannah River, usine à laquelle AREVA est associée au sein du consortium Duke-COGEMA-Stone & Webster (DCS) qui en assurera l'exploitation.

Les quatre assemblages de combustible MOX ont été livrés aux États-Unis le 25 mai 2005. Ces quatre assemblages valideront la performance du combustible MOX dans un réacteur nucléaire américain, la centrale nucléaire de Catawba exploitée par l'électricien Duke Power.

La Business Unit *Logistique* a réalisé les dernières livraisons de combustibles usés allemands à La Hague en avril 2005. Elle a également contribué à la réalisation du projet Eurofab, en réalisant le transport des assemblages de MOX vers les États-Unis. Toujours dans le domaine du MOX, l'année 2005 a vu la mise en exploitation à l'échelle industrielle de nouveaux équipements de transport de grande capacité d'assemblages MOX frais.

Le 25 avril 2005, James Tulenko, Président de l'American Nuclear Society (ANS), association scientifique américaine pour le développement de l'énergie nucléaire, a remis à AREVA le "*Nuclear Historic Landmark Award*" décerné à l'usine de La Hague. Cette distinction récompense les sites qui se sont illustrés par leur contribution au développement de l'énergie nucléaire et par leurs avancées technologiques. Ce prix est important pour l'image et le développement des activités d'AREVA aux États-Unis, où le Groupe dispose déjà d'une forte implantation.

Carnet de commandes

Le carnet de commandes du Pôle Aval s'établit à 5 665 millions d'euros au 31 décembre 2005, contre 6 661 millions d'euros au 31 décembre 2004, soit une diminution de 14,9 %. Il représente près de trois ans de chiffre d'affaires 2005.

Cette évolution est considérée comme normale dans une activité marquée par l'importance des prestations pour EDF, dont le contrat court jusqu'en 2007 et qui est consommé de façon relativement linéaire.

Sur le plan commercial, l'année 2005 a été marquée par plusieurs succès :

- la signature du protocole d'accord entre le CEA et AREVA pour les prestations d'assainissement de l'année sur le site de Marcoule, pour un montant de 244 millions d'euros ;
- dans les domaines du *Traitement* et de l'*Ingénierie*, le Groupe a remporté en mars 2005 un contrat d'assistance à la vitrification de déchets ultimes auprès de BNFL pour l'usine de Sellafield, pour un montant de l'ordre de 50 millions d'euros ;
- le 20 décembre 2005, JNFL (Japan Nuclear Fuels Limited) et AREVA ont signé un avenant au contrat d'assistance technique au démarrage de l'usine de traitement des combustibles nucléaires usés de Rokkasho-Mura (Province d'Aomori). Cet avenant prolonge pour deux ans le contrat de coopération initial signé en juillet 2001 entre AREVA et JNFL, avec un périmètre de prestations cependant plus limité. AREVA accompagnera ainsi JNFL jusqu'au démarrage de l'exploitation commerciale de l'usine, prévu à la mi-2007 ;

- un taux de 100 % de succès sur les réponses aux appels d'offres de fourniture d'emballages d'entreposage aux États-Unis. La Business Unit *Logisitique* détient ainsi désormais près de 60 % du marché américain dans ce domaine, en termes de nombre de sites fournis.

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du Pôle Aval s'établit en 2005 à 1 921 millions d'euros contre 1 946 millions d'euros en 2004, soit une baisse de 1,3 % en données publiées et de 2,9 % en données comparables. Le passage aux normes IFRS n'a pas d'impact sur le chiffre d'affaires du Pôle.

Les activités de *Traitement-Recyclage*, qui représentent plus des trois quarts des ventes du Pôle, sont en recul de 1,6 % en données comparables compte tenu de la fin du contrat d'assistance pour le client japonais JNFL courant 2004. Comme évoqué plus haut, un avenant à ce contrat a été signé fin 2005 pour accompagner JNFL jusqu'au démarrage de l'exploitation commerciale de l'usine de Rokkasho-Mura, prévu mi-2007.

Cette baisse d'activité en 2005 a été partiellement compensée par un effet mix-produit favorable dans le *Traitement* et par un très bon niveau de production de l'usine de MELOX (Recyclage), qui fonctionne au maximum de sa capacité autorisée.

La *Logistique* affiche un recul de 13,5 % en données comparables sur l'année. Cette évolution résulte essentiellement de l'arrêt programmé du transport de combustibles usés allemands et d'une baisse conjoncturelle des livraisons d'emballages d'entreposage de combustibles usés aux États-Unis.

Les autres activités, *Ingénierie et Assainissement*, présentent globalement un niveau d'activité stable.

En termes géographiques, les ventes du Pôle Aval restent majoritairement réalisées en France, pour 57 % en 2005 contre 53 % en 2004. La variation la plus importante entre 2004 et 2005 est enregistrée dans la zone Asie, essentiellement pour les raisons évoquées plus haut – fin du contrat JNFL en 2004. Les ventes dans cette zone ne représentent en 2005 plus que 10 % du chiffre d'affaires du Pôle, contre 19 % en 2004.

Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel du Pôle Aval s'élève à 208 millions d'euros en 2005 contre 231 millions d'euros en 2004. Cette évolution est marquée par la fin, en avril 2004, du contrat d'assistance à JNFL dans le cadre de la préparation des futurs opérateurs de son usine de traitement de combustible usé de Rokkasho Mura (Japon). Cet effet est partiellement compensé par :

- une augmentation des volumes de conteneurs de déchets ultimes produits avant restitution à leurs propriétaires, les clients électriciens (activité de *Traitement*) ;
- une augmentation de la production de l'usine de MELOX (*Recyclage*). L'effet en résultat opérationnel de l'activité de *Recyclage* représente ainsi une progression de l'ordre de 30 millions d'euros. Dans cette perspective, la demande d'autorisation d'augmentation de capacité de l'usine, de 145 tonnes par an à 195 tonnes par an, a été déposée en 2005. Si cette autorisation était obtenue, les coûts fixes de l'installation seraient alors amortis sur une base de production plus importante, notamment liée à la réintégration des productions actuellement confiées à Belgonucléaire en Belgique, et la profitabilité de l'ensemble s'en trouverait améliorée ;
- l'allongement de la durée d'amortissement de 10 ans des installations de La Hague et MELOX. Cet élément a un impact récurrent positif en résultat opérationnel de l'ordre d'une vingtaine de millions d'euros par an et un effet ponctuel positif de rattrapage en 2005 ;
- dans la Business Unit *Logistique*, l'effet négatif de l'arrêt des transports de combustible usé en provenance d'Allemagne a pu être limité grâce à :
  - la réalisation de contrats à plus forte marge,
  - les effets positifs d'un plan de réduction de coûts engagé depuis plusieurs années.

5.1.3.6.4. Pôle Transmission & Distribution

(en millions d'euros)	2005 après éliminations	2005 IFRS	2004 IFRS retraitée	2004 IFRS	Variation 2005/2004 retraitée en %	Variation 2005/2004 retraitée à p.c.c * en %
Carnet de commandes (au 31 décembre)	**3 015**	**3 015**	**2 322**	**2 322**	**+ 29,8 %**	**-**
Chiffre d'affaires	3 212	3 212	3 186	3 186	+ 0,8 %	+ 2,0 %
Produits	1 368	1 784	1 613	1 613	+ 10,6 %	+ 7,6 %
Systèmes	1 020	1 024	1 058	1 058	- 3,2 %	- 6,3 %
Automation	402	475	444	444	+ 6,9 %	+ 3,0 %
Services	421	492	603	603	- 18,4 %	+ 5,2 %
Éliminations ventes inter-BU	-	(563)	(532)	(532)	-	-
Résultat Opérationnel Courant	**103**	**103**	**39**	**39**	**+ 164,1 %**	**-**
En % du CA contributif	*3,2 %*	*3,2 %*	*1,2 %*	*1,2 %*	*+ 2,0 points*	-
Résultat Opérationnel	**(61)**	**(61)**	**(103)**	**(103)**	**+ 40,8 %**	**-**
En % du CA contributif	*- 1,9 %*	*- 1,9 %*	*- 3,2 %*	*- 3,2 %*	*- 1,3 point*	-

** Périmètre et change constants.*

Faits marquants de l'année

Le processus de finalisation du regroupement des activités de Transmission & Distribution au sein du Groupe a été finalisé par la signature, le 6 avril 2005, d'un accord d'achat avec Alstom portant sur ses activités de Transmission & Distribution en Inde.

L'acquisition de la filiale indienne était prévue dans le contrat global d'acquisition des activités de Transmission et Distribution début 2004, mais restait soumise à des contraintes réglementaires qui en différaient le transfert. Celui-ci a été réalisé début août 2005, à l'issue de l'OPA lancée par le Groupe, conformément à la réglementation indienne, sur la société cotée AREVA Ltd (India) et du rachat à Alstom de sa participation. Le prix d'acquisition est de 14,5 millions d'euros. AREVA détient désormais 66,65 % du capital. Le solde correspond au flottant de la société, cotée à la bourse de Bombay. Cette unité réalise un chiffre d'affaires annuel de l'ordre de 180 millions d'euros, et compte environ 2 800 salariés. Cette acquisition n'a pas d'impact sur la trésorerie du Groupe. Cette activité est consolidée par intégration globale à partir du 3 août 2005.

Sur le plan industriel, l'année 2005 a été marquée par la poursuite du plan d'optimisation défini et mis en œuvre dès 2004. Le programme relatif aux actifs non stratégiques a notamment permis de céder :

- en octobre 2005, les activités de basse tension en France. Ces activités ont réalisé un chiffre d'affaires annuel total de l'ordre 29 millions d'euros en 2004,
- en avril 2005, l'activité de lignes à haute tension en Allemagne. Cette activité a réalisé un chiffre d'affaires de 8 millions d'euros en 2004.

Concernant l'implantation industrielle, pour laquelle le Groupe se fixe comme objectif d'adapter sa présence en fonction de la demande dans chacune des grandes zones mondiales, des accords sont intervenus pour l'arrêt des activités à Saint-Ouen (France) et à Dresde (Allemagne). Des ajustements de capacités et/ou des spécialisations ont été mises en œuvre sur les sites de Petit-Quevilly (transformateurs haute tension), Villeurbanne (moyenne tension) et Mâcon, en France, ainsi qu'à Kassel (Allemagne) et à Stafford et Manchester (Royaume-Uni). Les effectifs en Europe de l'Ouest ont ainsi été ramenés de près de 12 600 personnes à 11 500 personnes sur l'ensemble de l'année.

Enfin, le déploiement industriel du Groupe en Chine s'est traduit par :

- la création d'une joint-venture, avec la compagnie Hudian-Xiamen, pour la construction d'une usine de fabrication d'interrupteurs moyenne tension,
- la construction à Xiamen d'une usine de fabrication de disjoncteurs moyenne tension appartenant à AREVA,
- en collaboration avec l'Université de Tsinghua, la création d'un centre de recherche qui travaillera au développement de procédés innovants en matière de protection des réseaux, de communication et de technologies d'isolement.

Carnet de commandes

Les prises de commandes de l'année 2005 sont en hausse de 13,1 % en données comparables par rapport à 2004, hausse portée par la forte croissance de 53,2 % en données comparables du quatrième trimestre 2005. Elles s'élèvent à plus de 3,7 milliards d'euros sur l'année.

Le carnet de commandes du Pôle Transmission & Distribution s'établit ainsi à 3 015 millions d'euros au 31 décembre 2005, contre 2 322 millions d'euros au 31 décembre 2004, soit une augmentation de 29,8 %. Il représente plus de onze mois de chiffre d'affaires 2005.

Sur le plan commercial, l'année 2005 est marquée par d'importants contrats en Afrique du Nord, au Canada, au Moyen-Orient, au Brésil et en Chine :

- dans le cadre du plan de rénovation du réseau électrique tunisien, deux contrats clés en main pour un montant total de 61 millions d'euros pour la construction de cinq sous-stations haute tension et de deux systèmes de gestion du réseau électrique avec la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG),

- un contrat clés en main de 25 millions d'euros avec Hydro-Québec, société nationale de production, de transport et de distribution pour la province de Québec, pour la construction du premier déglaceur de lignes électriques au monde et régulateur de la qualité d'électricité. Ce système de déglaçage de lignes électriques à base de technologie à courant continu haute tension (HVDCice™) permettra à Hydro-Québec d'optimiser la sécurité de son réseau électrique,

- un contrat clés en main pour la construction et la connexion au réseau de deux centrales électriques biomasse à Paraná, au sud du Brésil. Les centrales, opérationnelles en février et juin 2006, génèreront chacune 12,3 MW d'électricité et seront alimentées avec l'excès de sciure, d'écorces et de déchets de bois produits par les usines de meubles des environs. Ce projet, d'une valeur de 16,6 millions d'euros, s'inscrit dans le cadre du programme national d'incitation à la production d'énergies renouvelables,

- deux contrats clés en main au Brésil, pour un montant total de 40 millions d'euros, visant à renforcer le réseau électrique du pays, dont les besoins en électricité ont significativement augmenté sous l'effet d'une forte croissance économique et démographique,

- le 19 octobre 2005, le groupe AREVA T&D a annoncé la signature d'un contrat en Chine avec Guangdong Pumped Storage Co. Ltd (GPSC) pour la construction d'une sous-station isolée au gaz à Huizhou, en Chine méridionale,

- le 12 décembre 2005, AREVA T&D a annoncé la signature de trois contrats au Moyen-Orient pour un montant total de 348 millions d'euros :

- deux contrats ont été signés avec l'Autorité d'Interconnexion du Conseil de Coopération du Golfe (200 millions d'euros). Ces contrats font partie de la première phase d'un projet de plusieurs milliards de dollars visant à relier les réseaux des pays membres du Conseil de Coopération du Golfe : Arabie Saoudite, Bahreïn, Emirats arabes unis, Koweït, Qatar et Sultanat d'Oman. Le futur réseau électrique permettra à ces pays de partager leurs ressources en électricité, d'améliorer la distribution et d'assurer un approvisionnement constant en toutes circonstances,

- un contrat de 148 millions d'euros avec la société nationale de services publics Qatar General Electricity & Water Corporation (KAHRAMAA) afin d'étendre le réseau de transmission d'électricité dans la capitale qatarie. AREVA T&D assurera la conception et l'installation de six nouvelles sous-stations électriques.

(5) Avant éliminations des ventes inter Business Units, en données comparables

Sur l'ensemble de l'année, ce sont ainsi une vingtaine de contrats de 15 millions d'euros ou plus qui ont été signés par le Pôle Transmission & Distribution.

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du Pôle Transmission & Distribution s'établit en 2005 à 3 212 millions d'euros contre 3 186 millions d'euros en 2004, soit une hausse de 0,8 % en données publiées et de 2,0 % en données comparables. La croissance organique observée sur les trois derniers trimestres 2005 compense le recul enregistré sur le premier trimestre de l'exercice (- 6,5 % en données comparables).

L'impact positif de la variation des taux de change représente 41 millions d'euros sur la période. Le passage aux normes IFRS n'a pas d'impact sur le chiffre d'affaires du Pôle. L'effet net de périmètre induit par la cession des activités en Australie et Nouvelle-Zélande le 1er avril 2005, par celle des activités non stratégiques de basse tension en novembre, et par l'intégration des activités indiennes et pakistanaises en août 2005 s'élève à près de - 78 millions d'euros.

La hausse du chiffre d'affaires s'explique notamment par les éléments suivants :

- le dynamisme des *Produits* (+ 7,2 %(5)), qui représentent près de la moitié du chiffre d'affaires du pôle, a été particulièrement fort dans la haute et la moyenne tensions grâce à la ligne de produits des Transformateurs. L'activité a connu une croissance importante de son volume de ventes, notamment en Chine (+ 17 %), où le déploiement industriel se poursuit par la création de nouvelles JV pour l'exploitation d'usines de fabrication de produits haute tension,

- l'érosion des prix de ventes et la baisse des volumes en Allemagne, Australie et Singapour ont conduit à un recul des ventes de la Business Unit *Systèmes* (- 6,3 %(5)) sur l'année 2005, limité par un second semestre en croissance dans un contexte de plus grande sélectivité dans les prises de commandes,

- les *Services* ont réalisé une bonne performance sur la période (+ 5,2 %(5)), marquée par la commercialisation de deux offres de services intégrés "Asset Care" et "Proximity Business",

- les activités *Automation* sont en croissance (+ 3,0 %(5)) dans toutes les lignes de produits et particulièrement dans l'activité des sous-stations, malgré une érosion des prix de vente. La Business Unit a su maintenir ses parts de marché et assurer une hausse de ses ventes, notamment en Asie et en Afrique/Moyen-Orient, marquant une accélération sur le second semestre 2005.

L'évolution du chiffre d'affaires s'intègre par ailleurs dans un contexte conjoncturel de hausse des prix des matières premières. Le Pôle a répercuté une part de cette hausse sur ses prix de vente, notamment dans les *Produits*.

À l'échelle du Pôle, les ventes sont en croissance en Europe (+ 6,6 %) et en Amérique latine (+ 1,9 %), et stables en Amérique du Nord (+ 0,1 %). L'Asie affiche une légère baisse (- 1,8 %) malgré la forte croissance de la Chine (+ 11,8 %). L'Afrique/Moyen-Orient est en retrait de 3,8 %.

En termes géographiques, les ventes en Europe représentent de l'ordre de 45 % de ventes du Pôle Transmission & Distribution et chacune des trois grandes autres zones (Amériques, Asie Pacifique et Afrique Moyen Orient) près de 15 à 20 % du chiffre d'affaires du Pôle.

Résultat opérationnel courant, charges de restructuration et résultat opérationnel

Le résultat opérationnel courant du Pôle Transmission & Distribution s'établit à 103 millions d'euros en 2005, soit 3,2 % du chiffre d'affaires, en très nette progression par rapport aux 39 millions d'euros de l'année 2004 (1,2 % du chiffre d'affaires).

- les activités *Produits*, *Automation* et *Services* enregistrent un résultat courant positif et en forte progression par rapport à 2004, malgré la hausse du prix des matières premières dont l'impact est estimé à - 57 millions d'euros sur l'année, une partie ayant été répercutée aux clients. Les baisses des prix, propres à ce marché très concurrentiel, se sont poursuivies. Ces éléments ont été plus que compensés par une progression des volumes ainsi que par les premiers effets du plan d'optimisation (ajustement des capacités de production, efforts de productivité, réduction des coûts et rationalisation des achats), bien que ces bénéfices soient encore mesurés.

  – dans les *Produits*, le résultat opérationnel courant bénéficie d'un effet volume nettement favorable atténué par l'effet prix négatif. L'augmentation du prix des matières premières, représentant une partie importante dans la structure des prix de revient, a pu être répercutée aux clients pour les deux tiers environ.

  – l'activité *Automation* réalise une année 2005 en très nette progression, et a atteint une marge opérationnelle courante à deux chiffres. L'effet volume, en hausse, est compensé par la baisse continue des prix sur des marchés où les cycles de vie des produits sont de l'ordre de quelques années.

  – enfin, les *Services* enregistrent également une progression par rapport à l'année 2004 retraitée des effets de périmètre, importants pour cette Business Unit dont les activités de *services* Australie et Nouvelle-Zélande ont été cédées début 2005. Au nombre des actions engagées, on notera en particulier le développement et la mise en œuvre d'une base de données permettant le suivi du parc d'équipements installée par le Pôle Transmission & Distribution et visant à en proposer une exploitation et une maintenance plus appropriées aux clients.

- la rentabilité des *Systèmes* est restée faible en 2005. Outre l'effet de la baisse du chiffre d'affaires décrite plus haut, l'exercice 2005 a souffert de l'exécution de contrats à faible marge en carnet et a été marqué par le glissement de marge sur certains contrats. La marge prévisionnelle des contrats entrant en carnet s'est relevée entre mi-2005 et la fin de l'année, reflétant la politique de plus forte sélectivité de la part du Groupe.

Les charges de restructuration passent de 142 millions d'euros en 2004 à 102 millions d'euros pour l'exercice 2005. Le montant total des charges de restructuration enregistrées au titre du plan d'optimisation lancé en 2004 s'élève ainsi à 244 millions d'euros à fin 2005.

Le niveau de charges de restructuration enregistrées au titre de l'exercice 2005 est inférieur à celui envisagé jusqu'en milieu d'année 2005. D'une part, le plan initial fait l'objet d'une optimisation permanente et, d'autre part, certaines charges de restructuration initialement prévues ont été remplacées par des cessions d'actifs opérationnels.

Outre ces charges de restructuration, l'année 2005 enregistre également une charge complémentaire relative à des éléments d'ajustement du "Purchase accounting" du Pôle Transmission & Distribution. Les charges réellement constatées sont supérieures à celles comptabilisées en 2004, et l'écart est imputé au résultat d'exploitation de l'exercice 2005.

Après prise en compte des charges de restructuration et des autres charges opérationnelles non courantes, le Pôle Transmission & Distribution dégage un résultat opérationnel de - 61 millions d'euros en 2005, soit - 1,9 % du chiffre d'affaires, contre - 103 millions en 2004 (- 3,2 % du chiffre d'affaires).

5.1.3.6.5. Corporate et Autres

(en millions d'euros)	**2005 IFRS**	2004 IFRS retraitée	2004 IFRS	Variation 2005/2004 retraitée en %	Variation 2005/2004 retraitée à p.c.c* en %
Chiffre d'affaires contributif	14	19	18	- 26,3 %	- 30,3 %
Résultat Opérationnel	**(58)**	**(35)**	**(35)**	**- 65,7 %**	**-**
En % du CA contributif	*n.a.*	*n.a.*	*n.a.*	*n.a.*	-

* *Périmètre et change constants.*

L'évolution du chiffre d'affaires **"Corporate et Autres"** s'inscrit dans une baisse logique qui devrait tendre vers zéro à terme. Son évolution n'appelle pas de commentaire particulier.

Le résultat opérationnel recule de - 35 millions en 2004 à - 58 millions en 2005. L'année 2004 avait été marquée par la cession d'actifs immobiliers, et en particulier la cession d'un immeuble à Lyon (France), dont la plus-value avait été enregistrée en résultat opérationnel. L'année 2005 n'a pas bénéficié d'éléments non récurrents positifs.

5.1.3.7. Flux de trésorerie

5.1.3.7.1. Tableau de correspondance des flux de trésorerie opérationnels et des flux consolidés

Préambule et définitions

Le Groupe analyse les flux de trésorerie provenant de ses activités opérationnelles séparément des flux provenant des opérations de fin de cycle et des autres flux de trésorerie. L'analyse des flux opérationnels repose sur certaines définitions dont l'objet est de distinguer ces flux.

Ces indicateurs sont définis ci-après :

• Besoin en fonds de roulement opérationnel (BFRO)

Le besoin en fonds de roulement opérationnel représente l'ensemble des éléments d'actifs circulants et des dettes directement liés aux opérations. Il comprend les éléments suivants :

- stocks et en-cours,
- clients et comptes rattachés,
- avances versées,
- autres créances d'exploitation, produits à recevoir, charges constatées d'avance,
- moins : fournisseurs et comptes rattachés, avances reçues sur commandes (à l'exclusion des avances portant intérêt), autres dettes d'exploitation, charges à payer, produits constatés d'avance.

(6) Cet indicateur représente le montant des flux de trésorerie générés par les activités opérationnelles. Il s'entend donc "avant IS".

Il n'inclut pas les créances et dettes hors exploitation, telles que notamment les dettes d'impôt sur les sociétés, les créances sur cessions d'immobilisations et les dettes sur acquisitions d'immobilisations.

Le tableau en page suivante décrit la variation de BFRO.

• Excédent Brut d'Exploitation (ou EBITDA)

L'excédent brut d'exploitation (EBE ou EBITDA) est égal au résultat opérationnel augmenté des dotations nettes des reprises aux amortissements et provisions (à l'exception des provisions pour dépréciation des éléments d'actif circulant), incluses dans le résultat opérationnel.

À partir de l'exercice 2004, l'EBE est retraité de façon à exclure le coût des obligations de fin de cycle des installations nucléaires (démantèlement, reprise et conditionnement des déchets) effectuées au cours de l'exercice, ainsi – en 2004 – que les soultes versées ou à verser à des tiers à ce titre.

• Cash-flow opérationnel libre (6)

Le cash-flow opérationnel libre représente le montant des flux de trésorerie générés par les activités opérationnelles. Il est égal à la somme des éléments suivants :

- l'EBE, hors obligations de fin de cycle,
- augmenté des moins-values ou minoré des plus-values sur cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles incluses dans le résultat opérationnel,
- augmenté de la réduction ou minoré de l'augmentation du besoin en fonds de roulement opérationnel entre l'ouverture et la clôture de l'exercice (hors effet des reclassements, des écarts de conversion et des variations de périmètre),

- minoré du montant des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles, net des variations des comptes fournisseurs d'immobilisations,
- augmenté des cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles incluses dans le résultat opérationnel, nettes des variations des comptes de créances sur cessions d'immobi-lisations,
- augmenté des avances clients sur immobilisations reçues au cours de l'exercice.

• Flux des Obligations de fin de cycle

Le flux des obligations de fin de cycle représente l'ensemble des flux de trésorerie liés aux obligations de fin de cycle et aux actifs de couverture de ces obligations. Il est égal à la somme des éléments suivants :

- revenus du portefeuille d'actifs de couverture,
- trésorerie issue des cessions d'actifs de couverture,
- minorés des acquisitions d'actifs de couverture,
- minorés des dépenses relatives aux obligations de fin de cycle effectuées au cours de l'exercice,
- soultes reçues au titre du démantèlement des installations,
- minorées des soultes versées au titre du démantèlement des installations.

Tableau de réconciliation des flux opérationnels et des autres flux

Le tableau ci-après permet de distinguer les flux de trésorerie opérationnelle de l'ensemble des flux présentés au tableau de flux consolidés.

Comme les flux consacrés aux obligations de fin de cycle ont été retraités en 2003 et 2004, le Groupe a choisi de les présenter séparément.

2005 *(en millions d'euros)*	Opérationnel	Obligations de fin de cycle (1)	Autres (2)	Total
EBE (ou EBITDA) (I)	1 217			
Résultat sur cessions d'immobilisations opérationnelles (II)	6			
Capacité d'autofinancement après intérêts financiers et impôts (I+II)	**1 223**	**(0)**	**(168)**	**1 056****
Variation de Besoin en Fonds de Roulement (III)	(45)	(220)	(19)	(285)
Flux net de trésorerie generé par l'activité (I+II+III)	**1 178**	**(220)**	**(187)**	**770**
Flux d'investissements, net de cession (IV)	(395)	114	(458)	(739)
Flux de trésorerie (I+II+III+IV)	**783***	**(106)**	**(647)**	**30**

** Cet indicateur est bouclé au tableau des cash-flows opérationnels présenté dans le paragraphe suivant.*

*** Cet indicateur est bouclé au tableau de flux de trésorerie consolidés, discuté au paragraphe 5.1.3.7.4.*

(1) Inclut les dépenses pour les opérations de fin de cycle sur les sites et pour le stockage définitif des déchets, des flux provenant du portefeuille d'actifs financiers dédiés au financement des opérations de fin de cycle, et des flux résultant de la signature des accords avec des tiers (notamment avec le CEA pour les opérations de fin de cycle) relatifs au financement par ces derniers d'une partie des opérations de fin de cycle.

(2) C'est-à-dire non-opérationnels et non liés aux obligations de fin de cycle, et correspondant principalement aux flux financiers, y compris les flux liés aux opérations de croissance externe exceptionnels, et fiscaux.

5.1.3.7.2. Flux de trésorerie opérationnels

Nota bene : Conformément au reporting mis en place pour les résultats annuels 2004, les flux de trésorerie liés aux opérations de fin de cycle sont présentés séparément, compte tenu des mouvements significatifs intervenus en 2004.

	EBE		Variation de BFR opérationnel		Investissements opérationnels nets		Cash-flow opérationnel libre avant IS	
(en millions d'euros)	2004 IFRS*	**2005 IFRS**	2004 IFRS*	**2005 IFRS**	2004 IFRS*	**2005 IFRS**	2004 IFRS*	**2005 IFRS**
Amont	459	508	(157)	(77)	(196)	(236)	106	197
Réacteurs et Services	121	173	11	226	(59)**	(170)	82***	228
Aval	402	483	299	(95)	(98)**	(53)	603***	332
Nucléaire	**983**	**1 165**	**153**	**54**	**(354)****	**(459)**	**791*****	**757**
Transmission & Distribution	23	106	22	(69)	(57)	68	(12)	116
Autres	(14)	(53)	(4)	(30)	66	(4)	2	(90)
Total Groupe	**991**	**1 217**	**170**	**(45)**	**(344)****	**(395)**	**782*****	**783**

** Retraitée du Pôle Connectique – FCI.*

*** À méthode comparable 2005 : - 71 millions d'euros pour le Pôle Réacteurs et Services, - 97 millions d'euros pour le Pôle Aval, soit - 354 millions d'euros pour le Groupe. À partir de 2005, les investissements intègrent les cessions et acquisitions de titres consolidés.*

**** À méthode comparable 2005 : + 71 millions d'euros pour le Pôle Réacteurs et Services, + 604 millions d'euros pour le Pôle Aval, soit + 772 millions d'euros pour le Groupe. À partir de 2005, les investissements intègrent les cessions et acquisitions de titres consolidés.*

Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

L'EBE (7) du Groupe s'établit à 1 217 millions d'euros pour l'année 2005, en progression significative par rapport aux 991 millions d'euros de l'année 2004 retraitée du Pôle Connectique et à méthode comparable.

Tous les pôles sont en progression :

- l'EBE du Pôle Amont progresse pour passer de 459 millions d'euros en 2004 à 508 millions en 2005. Cette évolution résulte essentiellement de la bonne orientation dans les activités de la Business Unit *Mines* (uranium),
- le Pôle Réacteurs et Services enregistre une progression de plus de 50 millions d'euros avec un EBE de 173 millions en 2005 contre 121 millions d'euros en 2004, l'ensemble de ces activités évoluant positivement et de façon relativement homogène,
- l'Aval dégage un EBE de 483 millions d'euros en 2005, en progression par rapport aux 402 millions en 2004. Cette hausse provient essentiellement des activités de *Recyclage*, dont les volumes (production de combustible MOX) sont en nette augmentation,
- enfin, l'EBE du Pôle Transmission & Distribution ressort à 106 millions d'euros en 2005 contre 23 millions d'euros en 2004. Cette évolution marque les progrès accomplis par l'activité, et décrits plus haut dans l'analyse de la performance par pôle.

(7) L'EBE correspond au résultat opérationnel avant dotations/reprises sur amortissements et provisions.

Variation du besoin en fonds de roulement (BFR) opérationnel

La variation du BFR opérationnel correspond, contrairement aux deux années précédentes, à un emploi de trésorerie de 45 millions d'euros à l'échelle du groupe en 2005, contre une ressource de 170 millions d'euros en 2004 retraitée du Pôle Connectique.

Cette évolution résulte principalement :

- d'une consommation de trésorerie opérationnelle de 77 millions d'euros en 2005 dans le Pôle Amont, en progrès toutefois par rapport à la consommation de 157 millions d'euros en 2004. L'essentiel de cette consommation est liée à la Business Unit *Enrichissement*, qui a stocké d'importantes ressources en UTS compte tenu des négociations en cours sur les approvisionnements électriques,
- d'une variation positive de BFR opérationnel dégageant 226 millions d'euros de ressources dans le Pôle Réacteurs et Services, due à des encaissements ponctuels d'acomptes sur les grands contrats (Finlande, Chine), alors que la variation de BFR opérationnelle n'avait dégagé que 11 millions d'euros en 2004,
- d'une consommation de 95 millions d'euros en 2005 dans le Pôle Aval, contre une ressource de 299 millions d'euros dégagée en 2004, qui avait été marquée par l'encaissement d'importantes avances clients,
- d'une augmentation du BFR opérationnel du Pôle Transmission & Distribution en lien avec son fort niveau d'activité, conduisant à un emploi de 69 millions d'euros en 2005, contre une ressource de 22 millions en 2004. Des actions correctives sont engagées pour corriger cette tendance, essentiellement liée à un gonflement des en-cours de fin de période et à la dégradation des délais de paiement des clients dans certaines activités.

Investissements opérationnels

Le montant des investissements opérationnels ressort, à l'échelle du Groupe, à 395 millions d'euros en 2005 contre 344 millions d'euros pour l'année 2004 retraitée du Pôle Connectique, soit une progression de 14,8 % en 2005. À partir de 2005, les investissements intègrent les cessions et acquisitions de titres consolidés. À méthode comparables, les investissements opérationnels à l'échelle du Groupe s'élèvent à 354 millions d'euros en 2004.

L'évolution résulte essentiellement :

- de la progression annoncée des investissements nets de cession dans le Pôle Amont, passant de 196 millions d'euros en 2004 à 236 millions d'euros en 2005. Cette hausse est en particulier liée :
  - aux activités minières, où d'importants projets sont en cours d'industrialisation (Cigar Lake au Canada, et KATCO au Kazakhstan) en ligne avec l'objectif du Groupe de porter sa production fraîche à plus de 10 000 tonnes à horizon 2010,
  - dans une moindre mesure, à la Business Unit *Enrichissement*, qui prépare la construction de l'usine George Besse II.
- de la nette augmentation des dépenses d'investissements nets de cession dans le Pôle Réacteurs et Services, qui s'élèvent à 170 millions d'euros en 2005 contre 59 millions d'euros en 2004 (71 millions d'euros à méthode comparable pour 2004). Cette progression reflète essentiellement :
  - l'évolution des dépenses d'investissement de la Business Unit *Réacteurs*, relatives en particulier au développement et à la certification de l'EPR aux États-Unis. Conformément à la norme IAS 38, le Groupe a capitalisé une grande part de ces coûts,
  - dans une moindre mesure, l'extension de l'usine de fabrication de composants lourds à Chalon Saint-Marcel (France).
- d'une baisse programmée des investissements dans le Pôle Aval. Le montant des investissements nets de cession s'y élève à 53 millions d'euros en 2005, contre 98 millions en 2004 (97 millions d'euros à méthode comparable pour 2004),
- d'une stabilité des investissements dans le Pôle Transmission & Distribution, qui s'élèvent à 59 millions en 2005 contre 57 millions en 2004. Toutefois, l'année 2005 a été marquée par l'encaissement d'importants produits de cession d'actifs opérationnels (Activités de services en Australie - Nouvelle-Zélande, activités de lignes à haute tension en Allemagne et de basse tension en France), qui ont représenté 127 millions d'euros. L'année 2005 correspond donc à un encaissement net de 68 millions d'euros en 2005.

Cash-flow opérationnel libre avant impôts

Compte tenu de ces éléments, le cash-flow opérationnel libre [8] dégagé par le Groupe en 2005 s'élève à 783 millions d'euros, contre 782 millions d'euros pour l'année 2004 retraitée de la Connectique. À partir de 2005, les investissements intègrent les cessions et acquisitions de titres consolidés. À méthode comparable, le cash-flow opérationnel libre dégagé par le Groupe en 2004 s'élève à 772 millions d'euros.

- Les activités nucléaires ont dégagé un cash-flow opérationnel libre de 757 millions d'euros sur l'année 2005, contre 791 millions d'euros en 2004 (781 millions d'euros à méthode comparable), qui représentait un niveau particulièrement élevé.
  - Le Pôle Amont dégage un cash-flow opérationnel libre de 197 millions d'euros en 2005 contre 106 millions en 2004, malgré un niveau d'investissement plus élevé, grâce à l'évolution positive de son EBE et à une variation favorable de son BFR,
  - Le Pôle Réacteurs et Services génère un cash-flow opérationnel libre de 228 millions d'euros en 2005, à comparer aux 82 millions d'euros de 2004 (71 millions d'euros à méthode comparable), malgré un niveau d'investissement notablement plus élevé,
  - Le cash-flow opérationnel libre du Pôle Aval s'inscrit en retrait, passant de 603 millions d'euros en 2004 (604 millions d'euros à méthode comparable) à 332 millions d'euros en 2005, en raison d'une augmentation de son BFR, alors que l'année 2004 avait été marquée par la réception d'importantes avances clients.
- Enfin le Pôle Transmission & Distribution dégage un cash-flow opérationnel libre positif en 2005, qui s'établit à 116 millions d'euros, contre - 12 millions en 2004. L'exercice 2005 a cependant bénéficié d'importants produits de cession ; retraité de ces produits, le cash-flow opéra-tionnel libre ressort à - 11 millions d'euros en 2005 malgré la nette amélioration de l'EBE, en raison d'une dégradation du BFR, en cours de traitement. Les décaissements relatifs aux restructurations se sont élevés à 65 millions d'euros en 2005 contre 58 millions d'euros en 2004.

(8) Cash-flow opérationnel libre avant IS = EBE (hors démantèlement) +/- variation de BFR opérationnel – investissements opérationnels.

5.1.3.7.3. Flux liés aux obligations de fin de cycle

Les flux liés aux obligations de fin de cycle se sont élevés à - 106 millions d'euros en 2005. Les dépenses liées aux obligations de fin de cycle se sont élevées à 254 millions d'euros en 2005, à un niveau stable par rapport aux 228 millions d'euros de 2004.

Début 2005, le Groupe a versé la seconde moitié de la soulte libératoire de 427 millions d'euros prévue par les accords sur le site Marcoule intervenus avec le CEA en décembre 2004 (voir infra), soit 215 millions d'euros. Le solde du poste est débiteur, en attente du versement, par le CEA, de la créance détenue au titre des engagements sur les sites de Cadarache et de La Hague.

5.1.3.7.4. Flux de trésorerie consolidés

Le tableau ci-dessous présente le tableau de flux de trésorerie consolidé simplifié du Groupe.

	2005	2004	Variation 2005/2004 en %
Marge brute d'autofinancement	1 173	707	+ 65,9 %
Frais financiers et impôts payés	(117)	(98)	+ 19,4 %
Capacité d'autofinancement après frais financiers et impôts payés	**1 056**	**609**	**+ 73,4 %**
Variation de Besoin en Fonds de Roulement	(285)	303	n.s
Trésorerie provenant des opérations d'exploitation	**770**	**912**	**- 15,6 %**
Trésorerie utilisée pour des opérations d'investissement	**(739)**	**(1 127)**	**- 34,4 %**
Trésorerie utilisée par les opérations de financement	**(392)**	**(273)**	**+ 43,6 %**
Diminution (augmentation) des titres de placement	(9)	133	n.s
Impact des variations de périmètre, taux de change, etc…	(7)	16	n.s
Trésorerie issue des activités cédées	853	0	n.s
Augmentation (diminution) totale de la trésorerie	**475**	**(339)**	**n.s**
Trésorerie à l'ouverture de l'exercice	944	1 284	- 26,5 %
Trésorerie à la clôture de l'exercice	**1 419**	**944**	**+ 50,3 %**

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie d'exploitation s'élèvent à 770 millions d'euros en 2005 contre 912 millions d'euros en 2004. Bien que la marge brute d'autofinancement progresse à 1 173 millions d'euros en 2005 contre 707 millions d'euros en 2004, cette baisse résulte :

- de la sortie du Pôle Connectique du périmètre du Groupe, déconsolidé de façon rétroactive au 1er janvier 2005, et dont l'Excédent Brut d'Exploitation s'était élevé à 113 millions d'euros en 2004 ;
- d'une dégradation du besoin en fonds de roulement en 2005, (voir explications plus haut sur le BFR opérationnel), alors que ce poste avait dégagé une ressource de plus de 300 millions en 2004.

Trésorerie utilisée pour les opérations d'investissement

Les flux de trésorerie liés aux investissements, nets de cessions, s'élèvent à - 739 millions d'euros en 2005 contre - 1 127 millions d'euros en 2004, soit une diminution des investissements nets de 388 millions d'euros en 2005. Cette diminution reflète essentiellement :

- une relative stabilité des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles nettes de cession, qui s'élèvent à 469 millions d'euros en 2005 contre 414 millions d'euros en 2004. Les investissements opérationnels sont discutés au paragraphe "Flux de trésorerie opérationnels libres",
- une très nette diminution des investissements financiers nets, à - 298 millions d'euros en 2005 contre - 739 millions en 2004 :
  - en 2005, 727 millions d'euros ont été investis en immobilisations financières. En particulier 533 millions d'euros ont été utilisés pour l'acquisition de titres dédiés au sein du portefeuille de couverture des obligations de fin de cycle, dont les titres Suez ont été sortis et reclassés en "titres disponibles à la vente". Les autres acquisitions d'immobilisations financières correspondent essentiellement à :
    - la souscription par AREVA à l'augmentation de capital réalisée par Suez,
    - la prise de participation à hauteur de 21,2 % dans la société RePower, concepteur et fabricant allemand d'éoliennes,
    - l'acquisition d'Uddcomb Engineering en Suède.

Par ailleurs, 429 millions d'euros d'immobilisations financières ont été cédées, notamment les participations du Groupe dans Brime Assystem et les bons de souscription associés, ainsi que la participation dans ERA, spécialisée dans l'uranium, en Australie ;

  - l'année 2004 avait été marquée par l'acquisition des activités de *Transmission & Distribution*, pour un montant (hors trésorerie nette des entités acquises) de 913 millions d'euros. Par ailleurs, le Groupe avait encaissé 135 millions d'euros de produits de cessions de titres de sociétés mises en équivalence dans le secteur minier, de la société Sovaklé, filiale immobilière héritée du CEA, cédée en 2002, et d'actifs financiers du portefeuille de couverture des obligations de fin de cycle.

Trésorerie utilisée pour les opérations de financement

Les flux de trésorerie provenant des opérations de financement s'élèvent à - 392 millions d'euros en 2005 contre - 273 millions d'euros en 2004, soit une progression de 119 millions d'euros.

Cette variation s'explique essentiellement par l'augmentation des dividendes versés aux actionnaires, qui s'établissent à - 340 millions d'euros en 2005, contre - 220 millions d'euros en 2004, et de façon secondaire par l'augmentation des dividendes versés aux minoritaires, soit - 81 millions d'euros en 2005 contre - 65 millions d'euros en 2004.

Variation de trésorerie

Compte tenu de ce qui précède, la variation de trésorerie du Groupe ressort à - 378 millions d'euros en 2005, contre - 339 millions d'euros en 2004.

À cette variation de trésorerie 2005 s'ajoute l'encaissement de 853 millions d'euros relatif à la cession du Pôle Connectique (FCI), en novembre 2005.

Au total, la variation totale de trésorerie telle qu'elle ressort du tableau de flux consolidés s'établit à + 475 millions d'euros.

Compte tenu d'une trésorerie comptable de 945 millions d'euros à l'ouverture, la trésorerie du Groupe s'élève à 1 419 millions d'euros à la clôture de l'exercice 2005.

La dette nette est présentée dans le chapitre "Éléments bilanciels".

5.1.3.8. Éléments bilanciels

Bilan consolidé résumé

(en millions d'euros)	31 décembre 2004 NF*	31 décembre 2004 IFRS**	**1er janvier 2005 IFRS***	**31 décembre 2005 IFRS**
ACTIF				
Écarts d'acquisitions nets	1 656	1 649	2 206	2 095
Immobilisations corporelles et incorporelles	5 357	4 462	4 462	4 303
Actifs de fin de cycle (part des tiers)	4 309	2 015	2 015	2 045
Actifs financiers de couverture des obligations de fin de cycle	2 281	2 391	2 508	2 798
Titres des sociétés associées mises en équivalence	1 314	1 334	1 313	1 288
Autres actifs financiers non courants	855	809	1 500	2 365
Impôts différés (actifs – passifs)	157	(78)	(172)	27
Besoin en fonds de roulement (BFR)	(1 126)	(1 240)	(1 233)	(1 061)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 054	1 054	1 055	1 484
Autres actifs financiers courants	585	609	263	264
Actifs nets des activités destinées à être cédées	-	-	-	6
PASSIF				
Capitaux propres	4 241	4 564	4 928	6 362
Intérêts minoritaires	776	746	369	228
Provisions pour obligations de fin de cycle – part des tiers	4 309	2 015	2 015	2 045
Provisions pour obligations de fin de cycle – part AREVA	3 948	2 317	2 317	2 444
Autres provisions courantes et non courantes	2 225	2 420	2 402	2 518
Dettes financières courantes et non courantes	943	943	1 884	2 016
Total bilan résumé	**16 442**	**13 005**	**13 916**	**15 613**
Trésorerie nette IFRS			**(566)**	**(268)**

** Données publiées en normes françaises reclassées au format IFRS.*

*** Données retraitées en référentiel IFRS hors application des normes IAS 32 et 39.*

**** Données retraitées en référentiel IFRS y compris application des normes IAS 32 et 39.*

Le bilan résumé compense les éléments d'actif et de passif constitutifs du besoin en fonds de roulement ainsi que des impôts différés, contrairement au bilan détaillé présenté dans les comptes consolidés.

5.1.3.8.1. Actifs immobilisés

Écarts d'acquisition nets

Les écarts d'acquisition nets passent de 2 206 millions d'euros au 1er janvier 2005 à 2 095 millions d'euros au 31 décembre 2005, soit une diminution nette de 111 millions d'euros.

Cette évolution des écarts d'acquisition résulte principalement :

- de la cession du Pôle Connectique au mois de novembre 2005, qui a conduit à reprendre l'écart d'acquisition correspondant net des écarts de conversion, soit plus de 264 millions d'euros ;
- de la revalorisation du Put Siemens sur AREVA NP (ex Framatome-ANP), qui a conduit à augmenter les écarts d'acquisition de 170 millions d'euros ;
- de l'acquisition de la société suédoise Uddcomb, spécialisée dans les prestations de services et d'ingénierie pour les centrales nucléaires et du rachat à Siemens d'une activité spécialisée dans la maintenance de contrôle commande en centrales nucléaires, qui ont augmenté les écarts d'acquisition de près de 40 millions d'euros ;
- de la cession des activités du Pôle Transmission & Distribution en Australie et Nouvelle-Zélande, qui a conduit à une diminution des écarts d'acquisition à hauteur de 45 millions d'euros.

Immobilisations corporelles et incorporelles

Les immobilisations corporelles et incorporelles passent de 4 462 millions d'euros au 1er janvier 2005 à 4 303 millions d'euros au 31 décembre 2005, soit une diminution nette de 159 millions d'euros.

Les éléments marquants de cette évolution sont :

- la hausse des investissements bruts incorporels de 199 millions d'euros, qui s'explique notamment par la croissance des frais de recherche minières immobilisés pour 58 millions d'euros et des frais de développement liés à différents projets, dont l'EPR et sa certification aux États-Unis, pour près de 80 millions d'euros ;
- la sortie de périmètre du Pôle Connectique qui représente une diminution nette des immobilisations corporelles de 350 millions d'euros.

Le détail des éléments constitutifs des immobilisations incorporelles et corporelles est indiqué respectivement dans les Notes 11 et 13 de l'annexe aux comptes consolidés.

Titres des sociétés associées mises en équivalence

Les titres des sociétés associées mises en équivalence s'élèvent à 1 288 millions d'euros au 31 décembre 2005, contre 1 313 millions d'euros au 1er janvier 2005, soit une diminution de 25 millions d'euros.

Les titres des sociétés associées mises en équivalence correspondent principalement à STMicroelectronics et Eramet. L'évolution sur la période résulte de :

- la quote-part de résultat de l'année 2005 des sociétés associées mises en équivalence à hauteur de 153 millions d'euros ;
- l'acquisition de 21,2 % de la société REpower ;
- la sortie de France Télécom de FT1CI sur la période, générant une baisse de valeur des titres STMicroelectronics.

Autres actifs financiers non courants

Les autres actifs financiers non courants s'élèvent à 2 365 millions d'euros au 31 décembre 2005, en hausse de 874 millions d'euros par rapport aux 1 490 millions d'euros du 1er janvier 2005.

Les autres actifs financiers non courants sont principalement composés des titres disponibles à la vente, soit, essentiellement, Total, Safran, Suez, Alcatel et Société Générale, pour une valeur totale de 855 millions d'euros.

La variation par rapport au 1er janvier 2005, représentant 874 millions d'euros, résulte essentiellement :

- du reclassement des titres Suez, auparavant partie du portefeuille dédié à la couverture des obligations de fin de cycle pour 533 millions d'euros,
- de l'acquisition de nouveaux titres Suez dans le cadre de l'augmentation de capital réalisée en 2005, pour 107 millions d'euros,
- de la progression de la valeur des titres Société Générale et Safran, pour 188 millions d'euros,
- de la cession de la participation du Groupe dans Assystem Brime au cours du premier semestre pour 95 millions d'euros.

Les autres actifs financiers non courants sont détaillés dans la Note 16 de l'annexe aux comptes consolidés.

5.1.3.8.2. Actifs pour obligations de fin de cycle

Les actifs pour obligations de fin de cycle sont traités avec les passifs correspondants dans le paragraphe 5.1.3.8.6. relatif aux provisions pour obligations de fin de cycle.

5.1.3.8.3. Besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement (BFR) du Groupe est structurellement négatif, compte tenu de l'importance des avances clients principalement liées aux activités long terme du Pôle Aval.

Il s'établit à - 1 061 millions d'euros au 31 décembre 2005, contre - 1 233 millions d'euros du 1er janvier 2005. Cette consommation de 172 millions d'euros de trésorerie s'explique essentiellement par :

- le versement de la seconde partie de la soulte due au CEA, dans le cadre des accords conclus sur le site de Marcoule, pour un montant de 215 millions d'euros,
- la variation de BFR opérationnel, discutée au paragraphe "Flux de trésorerie opérationnel", qui correspond à un emploi de 45 millions d'euros.
- en termes bilanciels, on peut noter la progression des avances et acomptes reçus de la part des clients, qui passent de 4 326 millions d'euros au 1er janvier 2005 à 4 671 millions d'euros au 31 décembre 2005, soit une hausse de 345 millions d'euros, partiellement compensée par la hausse des créances clients pour près de 500 millions d'euros, passant de 3 291 millions d'euros au 1er janvier 2005 à 3 793 millions d'euros au 31 décembre 2005.

5.1.3.8.4. Trésorerie (dette) nette

Au 31 décembre 2005, le Groupe présente une dette nette [12] de - 268 millions d'euros, contre une trésorerie nette publiée de 689 millions d'euros au 31 décembre 2004 en normes françaises.

Le passage aux normes IFRS a conduit le Groupe à modifier la définition de la trésorerie (dette) nette.

Elle se définit désormais comme la somme, au sens des normes IFRS, de la "trésorerie et équivalent de trésorerie" plus des "autres actifs financiers courants" moins les "dettes financières courantes et non courantes". Les "dettes financières courantes et non courantes" incluent la valeur actuelle des puts de minoritaires.

Les principales conséquences de cette évolution sont :

- exclusion de la trésorerie (dette) nette des actions auparavant classées en valeurs mobilières de placement, désormais classées dans la catégorie des "Titres disponibles à la vente" en actifs financiers non courants (- 353 millions d'euros au 1er janvier 2005),
- intégration de la valorisation du "put" des minoritaires dans les dettes financières (- 931 millions d'euros au 1er janvier 2005), augmentant d'autant la dette nette présentée.

Ces modifications de définitions font passer la trésorerie nette de 689 millions d'euros publiée au 31 décembre 2004 à une situation de dette nette de 566 millions d'euros pour le bilan d'ouverture de l'année 2005.

Sur l'année 2005, la dette nette est réduite de près de 300 millions d'euros :

- le cash-flow opérationnel libre s'établit à 783 millions d'euros, comme discuté plus haut,
- le flux de trésorerie nette relatif aux obligations de fin de cycle constitue un emploi de trésorerie de 106 millions d'euros,
- les dividendes versés s'élèvent à 421 millions d'euros,
- la cession du Pôle Connectique génère un encaissement de 853 millions d'euros,
- le transfert vers le portefeuille dédié aux obligations de fin de cycle en compensation des titres sortis de ce portefeuille et dorénavant classés en "titres disponibles à la vente" s'élève à 530 millions d'euros,
- les impôts payés s'élèvent à 119 millions d'euros,
- en termes de dettes, le put de Siemens relatif à sa participation dans AREVA NP est revalorisé de 180 millions d'euros. Les dettes financières courantes et non courantes s'établissent à 2 016 millions d'euros au 31 décembre 2005, valeur actuelle des puts des minoritaires comprise.

(12) Trésorerie / (dette) nette IFRS = Trésorerie et équivalents de trésorerie + Autres actifs financiers courants – Dettes financières courantes et non courantes. Les actions classées en "Titres disponibles à la vente" (Total, Alcatel, SG…) sont désormais exclues du calcul de la trésorerie nette.

5.1.3.8.5. Capitaux propres

Les capitaux propres part du Groupe s'établissent à 6 362 millions d'euros au 31 décembre 2005, contre 4 928 millions d'euros au 1er janvier 2005, soit une progression de 1 434 millions d'euros.

Cette augmentation reflète essentiellement :

- l'effet du résultat net de l'exercice 2005, de 1 049 millions d'euros,
- le paiement des dividendes versés au titre de l'exercice 2004, soit - 340 millions d'euros,
- la hausse des gains et pertes latents différés (+ 576 millions d'euros) et des réserves de conversion (+ 153 millions d'euros). L'impact sur les capitaux propres du Groupe de l'application des normes IAS 32 et 39 est principalement constitué des gains et pertes latents différés sur les instruments de couverture de flux de trésorerie et sur les actifs financiers disponibles à la vente nets d'impôts. La variation de valeur des actifs financiers disponibles à la vente a un effet significatif sur la variation des capitaux propres part du Groupe en 2005, qui peut entraîner une volatilité importante.

5.1.3.8.6. Actifs et provisions pour obligations de fin de cycle

Les impacts de la transition aux normes IFRS sur les actifs et provisions relatifs aux obligations de fin de cycle ont été présentés dans le chapitre 5.1.9. du rapport annuel 2004 du Groupe et lors de la présentation spécifique de l'adoption des normes IFRS par AREVA le 22 mars 2005, disponible sur le site www.areva.com Pour mémoire, il s'agit principalement de l'actualisation des provisions pour obligations de fin de cycle et des actifs correspondants.

L'évolution de la situation bilancielle entre le 1er janvier 2005 et le 31 décembre 2005 concernant les actifs et passifs pour obligations de fin de cycle se résume dans le tableau suivant :

(en millions d'euros)	1er janvier 2005 IFRS*	31 décembre 2005 IFRS
ACTIF		
Actifs de fin de cycle	**2 177**	**2 208**
Quote-part AREVA (restant à amortir)	*162*	*163*
Quote-part des tiers	*2 015*	*2 045*
Actif de couverture des obligations de fin de cycle ("Portefeuille dédié")	**2 514**	**2 798**
PASSIF		
Provisions pour obligations de fin de cycle	**4 332**	**4 490**
Provisions à financer par AREVA	*2 317*	*2 444*
Provisions à financer par les tiers	*2 015*	*2 045*

** Données retraitées en référentiel IFRS y compris application des normes IAS 32 et 39.*

Le montant des actifs nets de fin de cycle s'élève à 2 208 millions d'euros au 31 décembre 2005, contre 2 177 millions d'euros au 1er janvier 2005. Cette progression est principalement liée à l'effet de la désactualisation de l'actif quote-part des tiers, concomitante à celle de la provision. La quote-part des tiers dans les actifs de fin de cycle correspond essentiellement au financement attendu d'EDF pour le démantèlement du site de La Hague et du CEA-DAM pour le démantèlement du site de Pierrelatte.

Le bilan IFRS permet désormais de rapprocher en lecture directe les provisions liées aux obligations de fin de cycle (4 490 millions d'euros au 31 décembre 2005, dont 2 045 sont à financer par les tiers et 2 444 millions d'euros sont à financer par AREVA), d'une part, et les actifs relatifs à ces provisions d'autre part : "Actifs de fin de cycle part des tiers" (2 045 millions d'euros) et le "Portefeuille financier de couverture des obligations de fin de cycle" évalué à sa valeur de marché (2 798 millions d'euros).

Au 31 décembre 2005, ce portefeuille est constitué de 58 % d'actions et de 42 % de produits de taux (75 % d'actions et 25 % de produits de taux au 1er janvier 2005). La composition de ce portefeuille est analysée régulièrement par le Comité de suivi de la couverture des charges d'assainissement et de démantèlement, qui émet des avis et des recommandations au Conseil de Surveillance. En conséquence, le Directoire a proposé une allocation stratégique d'actifs cible de 40 % à 50 % d'actifs diversifiés, comportant principalement des actions.

Par construction, la quote-part des tiers à l'actif est toujours égale à la provision à financer par les tiers. En revanche, le portefeuille financier dédié à la couverture des coûts des opérations de fin de cycle à la charge du Groupe varie en fonction de l'évolution de valeur des titres qui le composent. Ce rapport fait apparaître au 31 décembre 2005 une sur-couverture de 354 millions d'euros en raison de la bonne performance, sur la période, du portefeuille financier dédié.

La nature des engagements et la détermination de la provision sont présentées dans la Note 25 de l'annexe aux comptes consolidés.

Concernant l'usine de Marcoule, CEA, EDF et AREVA NC ont signé en décembre 2004 un protocole portant sur le transfert au CEA de la maîtrise d'ouvrage et du financement de l'assainissement du site, avec effet au premier décembre 2004. Cet accord exclut les coûts de stockage définitif des déchets ultimes. Ce protocole prévoit le versement libératoire au CEA par EDF et AREVA NC de la quote-part respective de leur engagement financier au fonds de démantèlement du CEA. Pour AREVA NC, cet engagement de 427 millions d'euros a été versé pour moitié fin 2004 et pour moitié début 2005. Depuis le 31 décembre 2004, AREVA ne provisionne donc plus, pour le site de Marcoule, que sa quote-part des coûts d'évacuation et de stockage définitif des déchets ultimes.

5.1.3.8.7. Autres provisions

Les autres provisions sont essentiellement constituées des provisions pour avantages du personnel, des provisions non courantes autres que celles relatives aux opérations de fin de cycle, ainsi que des provisions courantes.

Elles sont en hausse de 130 millions d'euros sur l'année 2005, passant de 2 402 millions d'euros au 1er janvier 2005 à 2 518 millions d'euros au 31 décembre 2005. Cette augmentation est principalement due :

- à l'augmentation des provisions pour avantages du personnel, qui s'établissent à 1 096 millions d'euros au 31 décembre 2005, contre 1 031 millions d'euros au 1er janvier 2005. Cette évolution résulte en particulier de la prise en compte d'un taux d'actualisation revu à la baisse pour le calcul de la dette actuarielle (4,25 % contre 4,5 % précédemment, dans la zone euro),
- à une dotation nette de provisions courantes sur l'activité, détaillée dans la Note 26 de l'annexe aux comptes consolidés.

5.1.3.8.8. Engagements hors bilan

Les engagements hors bilan, donnés et reçus, du groupe AREVA sont présentés selon une grille de lecture économique : les engagements liés à l'exploitation, les engagements liés au financement et les autres types d'engagements.

En outre, sont indiqués les engagements réciproques. Ils correspondent à des engagements pris par le Groupe en contrepartie desquels une garantie du tiers est reçue.

(en millions d'euros)	**31 décembre 2004**	**31 décembre 2005**	Moins d'un an	De un à cinq ans	Plus de cinq ans
Engagements donnés	**2 430**	**3 076**	**966**	**1 836**	**273**
Engagements donnés liés à l'exploitation	2 131	2 689	876	1 547	267
Engagements donnés liés au financement	51	49	29	18	3
Autres engagements donnés	247	337	61	272	4
Engagements reçus	**701**	**900**	**306**	**281**	**313**
Engagements reçus liés à l'exploitation	250	427	96	278	52
Engagements reçus liés au financement	15	36	25	1	10
Autres engagements reçus	436	437	185	2	251
Engagements réciproques	**1 254**	**907**	**594**	**189**	**123**
Lignes de crédit autorisées non utilisées	557	122	64	41	18
Option d'achat ou de vente de titres	388	396	396	0	0
Contrats de location simple*	250	266	58	147	61
Autres engagements réciproques	58	123	77	2	44

** Cet indicateur n'était pas collecté lors de la clôture du 31 décembre 2004.*

Un tableau détaillé des engagements hors bilan est présenté dans la Note 34 de l'annexe aux comptes consolidés.

Engagements donnés

Les engagements donnés s'élèvent à 3 076 millions d'euros au 31 décembre 2005, contre 2 430 millions d'euros à fin 2004, soit une augmentation de 26,6 %. Cette progression résulte de la hausse des engagements donnés liés à l'exploitation, qui représentent 87 % des engagements donnés.

Les engagements donnés liés à l'exploitation sont constitués à près de 92 % de garanties de marché. Il s'agit d'engagements liés à la vie des contrats. La bonne activité commerciale du Groupe sur l'année 2005 explique ainsi la croissance de près de 500 millions d'euros des garanties de marché données, qui portent principalement sur les garanties de bonne exécution ou de bonne fin, ces dernières représentant plus des deux tiers des engagements donnés liés à l'exploitation.

Par ailleurs, le Groupe a donné une garantie maison mère au client TVO dans le cadre du contrat EPR Finlande pour le montant total de son engagement et reçu, de la part de Siemens, une garantie à hauteur de la quote-part de ce dernier. L'engagement net donné par le Groupe est compris entre 1,5 et 2 milliards d'euros. Cette valeur n'est pas intégrée dans le tableau récapitulatif.

AREVA a par ailleurs donné une garantie spécifique sur la propriété des titres de FCI cédée à BAIN. Cette garantie, plafonnée au prix de cession, n'est pas reprise dans le tableau récapitulatif.

Engagements reçus

Les engagements reçus s'élèvent à 900 millions d'euros au 31 décembre 2005, contre 701 millions d'euros à fin 2004, soit une augmentation de 28,3 %. Comme pour les engagements donnés, cette progression résulte de la hausse des engagements liés à l'exploitation.

Engagements réciproques

Les engagements réciproques s'élèvent à 907 millions d'euros au 31 décembre 2005, contre 1 254 millions d'euros à fin 2004, intégrant 250 millions d'euros au titre des engagements liés aux contrats de location simple, non collectés en 2004. Cette baisse de près de 350 millions d'euros, soit 27,7 %, résulte principalement de l'arrivée à échéance d'une ligne de crédit autorisée non utilisée négociée par AREVA SA pour ses filiales.

5.1.3.8.9. Capitaux employés et ROACE (Return On Average Capital Employed)

Le retour sur les capitaux employés moyens (ROACE) est un indicateur interne et externe permettant de mesurer la profitabilité, utilisé pour évaluer la performance du Groupe. Le Groupe considère que cet indicateur de performance permet de mesurer la productivité du capital du Groupe sur le long terme.

Le ROACE est un indicateur qui ne répond pas aux normes comptables internationales IAS/IFRS, ce dont il convient de tenir compte lors de toute comparaison avec les indicateurs utilisés par d'autres sociétés.

Le Groupe définit le ROACE comme la rentabilité des capitaux employés moyens.

Le ROACE représente la rentabilité opérationnelle après impôt des capitaux employés par l'entreprise pour les besoins de ses activités opérationnelles.

Le ROACE est égal au ratio : résultat opérationnel net/capitaux engagés moyens.

- Le résultat opérationnel net correspond au résultat opérationnel, moins l'impôt normatif correspondant, obtenu en appliquant au résultat opérationnel le taux d'imposition applicable au Groupe dans le cadre du régime du bénéfice mondial consolidé, ou les taux d'impôt spécifiques à certaines filiales soumises à un régime particulier.
- Les capitaux employés comprennent les éléments suivants :

– immobilisations nettes, corporelles et incorporelles,

– écarts d'acquisition bruts, autres que ceux relatifs aux sociétés mises en équivalence, au "put Siemens" et ceux affectés aux titres Total,

– stocks, créances clients et autres créances opérationnelles,

– sous-déduction des avances clients, des dettes fournisseurs et des autres dettes opérationnelles,

– sous-déduction des provisions pour risques et charges, à l'exception des provisions pour obligations de fin de cycle et des provisions pour risques fiscaux.

La méthodologie retenue pour l'exercice 2005 tient compte du passage aux normes IFRS, de la cession du Pôle Connectique et d'un changement de définition des capitaux employés.

En effet, à l'occasion du passage aux normes IFRS, le Groupe a reconsidéré la définition du calcul des capitaux employés à la lumière d'un benchmark sur un échantillon de sociétés industrielles du CAC 40 proche de son secteur d'activité. Contrairement à la définition retenue jusque là par AREVA, la majorité des sociétés industrielles qui utilisent un indicateur de type ROACE retiennent une définition des capitaux employés déduction faite de l'intégralité des provisions pour risques et charges.

Le Groupe a donc choisi d'aligner, en 2005, sa définition avec celle retenue par ses "comparables", en donnant une information sur la définition et la séquence de l'évolution depuis 2002 selon cette nouvelle définition.

Les capitaux employés moyens sont égaux à : (capitaux employés fin de période + capitaux employés début de période)/2

Une réconciliation de ces indicateurs avec les indicateurs financiers les plus comparables est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	**31 décembre 2005***	31 décembre 2004 comparable*	31 décembre 2004 publié NF
Immobilisations incorporelles nettes	762	584	608
Écarts d'acquisition bruts tels que figurant dans l'annexe aux comptes consolidés	2 095	2 206	4 012
Écarts d'acquisition retenus	1 338	1 349	2 770
Immobilisations corporelles nettes	3 542	3 514	3 697
Avances sur immobilisations	(1 040)	(1 092)	(1 092)
BFR opérationnel hors avances sur immobilisations	(193)	(177)	(86)
Provisions pour risques et charges	(2 481)	(2 202)	-
Total des capitaux employés	**1 928**	**1 976**	**5 897**
Capitaux employés moyens sur la période	**1 952**	**2 164**	**6 151**

* *En IFRS, y compris IAS 32-39.*

ROACE

Le tableau suivant présente l'évolution du ROACE du Groupe par exercice :

Au 31 décembre *(en millions d'euros)*	Capitaux employés moyens	Résultat opérationnel net	ROACE
2005	1 952	396	20,3 %
2004, comparable 2005 et retraitée du Pôle Connectique	2 164	396	18,3 %
2004 à méthode 2005, NF y.c. Pôle Connectique	3 980	419	10,5 %
2003 à méthode 2005, NF y.c. Pôle Connectique	3 545	248	7,0 %
2002 à méthode 2005, NF y.c. Pôle Connectique	4 284	138	3,2 %
Pour mémoire			
2004 publié, NF y.c. Pôle Connectique	6 151	419	6,8 %
2003 publié, NF y.c. Pôle Connectique	5 220	248	4,7 %
2002 publié, NF y.c. Pôle Connectique	6 028	138	2,3 %

Sur la période 2002-2004, en normes françaises : l'augmentation du ROACE est liée à la progression du ROP, avec une relative stabilité des capitaux employés, malgré l'acquisition du Pôle Transmission & Distribution en 2004.

En 2004, le ROACE s'établit à 10,5 % en normes françaises et en intégrant le Pôle Connectique.

- le passage aux normes IFRS induit à la fois une augmentation du résultat opérationnel, et une diminution des capitaux employés (les goodwills notamment sont retenus à la valeur nette et non à la valeur brute). L'effet cumulé sur le ROACE est de + 5,8 points.
- le changement de périmètre (sortie de FCI) induit une baisse des capitaux engagés, avec un effet de + 2 points sur le ROACE.

Compte tenu de ces deux éléments, le ROACE s'établit, en données comparables à celles de 2005, à 18,3 %.

En 2005, le ROACE progresse de 2 points pour s'établir à 20,3 %. Le résultat opérationnel est stable par rapport à celui de 2004, alors que les capitaux employés sont en diminution de plus de 200 millions d'euros.

Dans les années à venir, le ROACE devrait amorcer une baisse à compter de 2006 en raison d'une progression plus rapide des investissements que du résultat opérationnel, marquant l'entrée du Groupe dans un nouveau cycle industriel.

5.2. Rapport social 2005

5.2.1. CHIFFRES CLÉS

	2003	2004	2005
1. EFFECTIFS INSCRITS FIN DE PÉRIODE CONFORMES AU PÉRIMÈTRE FINANCIER			
Par pôle d'activité			
Amont	9 719	10 952	11 047
Réacteurs et Services	13 251	14 066	14 323
Aval	10 542	10 697	10 864
Connectique (1)	12 211	12 160	-
Transmission & Distribution (1)	-	21 816	22 094
Autres activités et Corporate	2 288	378	432
Total	**48 011**	**70 069**	**58 760**
Par zone géographique			
France	29 198	34 128	31 194
Europe (hors France)	5 873	14 094	12 085
Amériques	8 498	11 763	7 912
Afrique et Moyen-Orient	867	1 726	1 745
Asie-Pacifique	3 575	8 358	5 824
Total	**48 011**	**70 069**	**58 760**
Par catégorie socioprofessionnelle			
Ingénieurs et cadres	27 %	31 %	34 %
Personnel technicien et administratif	44 %	39 %	40 %
Personnel ouvrier	29 %	30 %	26 %
2. DONNÉES SOCIALES			
Femmes parmi les cadres dirigeants	4,5 %	5,4 %	6,2 %
Femmes parmi les cadres	17,6 %	16,1 %	15,7 %
Femmes parmi les non-cadres	22,3 %	22,8 %	17,5 %
Nombre d'heures de formation par salarié et par an (2)	-	-	24,5
Personnes handicapées (hors États-Unis) (3)	1,68 %	1,75 %	1,94 %
Taux d'absentéisme	0,04	0,04	0,05
3. DONNÉES SÉCURITÉ ET RADIOPROTECTION			
Dose moyenne d'exposition des salariés aux rayonnements ionisants (mSv)	1,41	1,37	1,23
Somme des doses individuelles externes sur 12 mois consécutifs pour les salariés du groupe AREVA (H.mSv)	n.c.	20 441,71	20 137,01
Somme des doses individuelles internes sur 12 mois consécutifs pour les salariés du groupe AREVA (H.mSv)	n.c.	5 460,88	4 138,85
Dose moyenne d'exposition des sous-traitants aux rayonnements ionisants (mSv)	0,45	0,37	0,48
Taux de fréquence des accidents de travail avec arrêt (hors accidents de trajet)	8,01	7,6	5,4
Taux de gravité des accidents de travail (hors accidents de trajet)	0,28	0,23	0,20
Nombre d'accidents mortels (y compris accidents de trajet)	n.c.	5	6

(1) Le reporting 2003 ne tient pas compte de l'activité Transmission et Distribution, intégrée dans le périmètre de consolidation en 2004. De même, le reporting 2005 ne tient pas compte de l'activité Connectique (FCI), cédée en 2005 et sortie du périmètre de consolidation au 1er janvier 2005 rétroactivement.

(2) L'indicateur sur la formation des salariés a été modifié en 2005 pour se rapprocher des pratiques des grands groupes industriels européens.

(3) Le reporting sur le pourcentage de personnes handicapées ayant été affiné en 2005, le chiffre 2004 a été modifié.

5.2.2. ÉVOLUTION DES EFFECTIFS ET DES DONNÉES SOCIALES

5.2.2.1. Évolution des effectifs

Le groupe AREVA compte 58 760 salariés à fin 2005 contre 70 069 à fin 2004.

L'évolution des effectifs s'explique essentiellement par la cession en novembre 2005 de l'activité *Connectique* (FCI) à Bain Capital avec un transfert d'environ 12 000 personnes.

On peut noter d'autres évolutions du périmètre qui se compensent : la cession en 2005 des activités de services d'AREVA T&D en Australie et en Nouvelle-Zélande (2 000 salariés environ) et l'intégration des entités indienne et pakistanaise d'AREVA T&D dans le groupe AREVA (2 500 personnes environ).

Globalement, à périmètre comparable, l'effectif du Groupe est resté stable entre 2004 et 2005.

Évolution par catégorie socioprofessionnelle

La part des ouvriers a diminué de 30 % à 26 % entre 2004 et 2005 du fait de la cession des activités de FCI, essentiellement manufacturières.

Évolution par zone géographique

Le nombre de pays où le groupe AREVA est implanté est resté inchangé.

La cession de FCI n'a pas changé fondamentalement la répartition des effectifs par zone géographique. La zone Europe reste prédominante.

La décomposition des effectifs par zone est la suivante : 74 % en Europe ; 13 % en Amériques, 3 % en Afrique et Moyen-Orient et 10 % en Asie-Pacifique.

5.2.2.2. Évolution des données sociales et sanitaires

Évolution des données sociales

On constate une évolution favorable de la proportion des femmes cadres dirigeants : leur part est passée de 5,4 % à 6,2 % entre 2004 et 2005, progressant de 0,8 point.

La baisse du pourcentage de femmes parmi les non-cadres est consécutive à la cession de FCI, dont les unités essentiellement manufacturières employaient 43 % de femmes en 2004.

Par ailleurs, le Groupe a favorisé l'intégration des personnes handicapées et leur part dans les effectifs consolidés a progressé : elle est passée de 1,75 % à 1,94 % entre 2004 et 2005.

Le taux d'absentéisme est de 0,05 en 2005, soit une légère augmentation par rapport à 2004. Ce chiffre est toutefois comparable à la moyenne du secteur métallurgique.

Évolution des données sécurité et radioprotection

Un bon niveau de maîtrise de la radioprotection

Les doses moyennes d'exposition aux rayonnements ionisants des salariés ont continué à diminuer, attestant du bon niveau de maîtrise de la radioprotection dans le Groupe. Elles sont passées de 1,37 mSv en 2004 à 1,23 mSv en 2005. Cette tendance est confirmée par l'évolution de la somme des doses moyennes individuelles internes et externes entre 2004 et 2005. Les doses moyennes d'exposition aux rayonnements ionisants des sous-traitants, qui sont nettement plus faibles, marquent, après une diminution en 2004, une tendance à la hausse. Elles sont passées de 0,37 mSv en 2004 à 0,48 mSv en 2005. Ce sont les Business Units *Mines* et *Recyclage* qui ont eu la plus forte incidence sur l'exposition des sous-traitants. Des actions correctives sont prévues. A noter que le Groupe se situe très en dessous des limites réglementaires fixées à 20 mSv par an pour les salariés au sein de l'Union européenne et à 50 mSv aux États-Unis.

Les seuls effectifs encore concernés par le dépassement du seuil de 20 mSv concernent des activités de services aux États-Unis. Les effectifs concernés par un dépassement de cette limite de 20 mSv/an sont en diminution et les doses maximales reçues restent bien en deçà de la limite réglementaire des 50 mSv.

Accidents du travail

Les taux de fréquence et de gravité des accidents du travail sont en recul entre 2004 et 2005 : ils sont passés respectivement de 7,6 à 5,4 et de 0,23 à 0,20. Le taux de fréquence des accidents du travail au sein du Groupe a baissé de près de 30 % en un an et reste très en deçà du taux de fréquence moyen de l'industrie française qui est de 26,9 (source CNAMTS). Le taux de gravité a atteint en fin d'année 2005 l'objectif que le groupe s'était assigné pour fin 2006.

Le Groupe a malheureusement dû déplorer six accidents mortels de salariés et sous-traitants en 2005 : trois par électrocution, deux dans des accidents de circulation, et un à la suite d'une chute. Des dispositions très strictes ont été prises chez AREVA T&D afin de se prémunir de nouveaux accidents d'origine électrique.

5.2.3. UNE POLITIQUE RESSOURCES HUMAINES ADAPTÉE AUX NOUVEAUX ENJEUX DU GROUPE

5.2.3.1. Relever une série de défis majeurs

- **Renforcer la culture du Groupe** en partageant un socle de valeurs et de pratiques communes pour en faire un modèle de développement des collaborateurs, équilibré et ouvert, axé sur le respect et la prise en compte des diversités et des cultures locales des pays où le groupe AREVA est implanté.
- **Favoriser le recrutement, le développement et la mobilité** des talents en donnant aux responsables opérationnels et ressources humaines tous les moyens d'anticiper et d'accompagner les évolutions économiques du Groupe et les attentes sociétales.
- **Participer à la construction du groupe AREVA** en faisant notamment de la politique sociale un levier d'accompagnement du changement. Cela suppose d'accompagner et de faciliter les restructurations avec une approche solidaire, innovante et responsable.

L'ensemble de ces enjeux est cohérent avec les valeurs du Développement Durable et le modèle de management du groupe AREVA Way (cf. section 4.12.) dont la DRH contribue à assurer la promotion dans le Groupe.

Pour répondre à ces enjeux, le Groupe a posé les bases de sa marque RH "Talent Builder" : Attirer, Fidéliser, Développer et Reconnaître tous les talents.

5.2.3.2. Une DRH organisée pour réaliser les objectifs stratégiques du Groupe

Organisation

La fonction Ressources Humaines est dirigée par le Directeur des Ressources Humaines du Groupe, membre du Comité Exécutif d'AREVA, et organisée par filiales et régions.

Les rôles sont répartis entre AREVA, ses filiales, les régions et les Business Units du Groupe.

Les trois grands domaines d'activité des Ressources Humaines

Ressources Humaines et développement managérial

Définition et animation au niveau mondial des politiques nécessaires à l'évaluation et au développement des cadres du Groupe.

En liaison étroite et permanente avec les Directions de la Communication et du Développement Durable, son activité vise, par le réseau RH, au développement de la culture du Groupe et à une meilleure compréhension de la politique RH et de ses process.

Politique sociale

Définition et coordination de la politique sociale du Groupe en liaison avec le réseau des responsables des relations sociales des filiales.

Études stratégiques et politiques RH

Réalisation d'analyses sur tout sujet ayant un impact sur les ressources humaines du Groupe et mise en œuvre d'actions adaptées, et plus particulièrement la politique salariale du Groupe, l'épargne salariale, la démographie, la formation professionnelle, plus généralement la stratégie de la filière.

Directeurs ressources humaines des filiales

Le DRH du Groupe est assisté des Directeurs des ressources humaines des filiales principales (AREVA T&D, AREVA NC, AREVA NP) qui sont responsables de l'ensemble de la fonction ressources humaines de leur filiale et sont garants de la bonne application de la politique ressources humaines du Groupe.

Directeurs ressources humaines régionaux

Compte tenu des enjeux de développement international du Groupe, il a également été mis en place des DRH régionaux pour les zones Amériques et Asie-Pacifique.

Direction des ressources humaines communes France

Un centre de compétences RH France a été créé en 2005, et assure la mise en œuvre de moyens communs au service des filiales, dans les domaines du recrutement (cadres débutants et juniors), de l'emploi, et de la mobilité France et internationale.

5.2.4. BILAN POUR L'ANNÉE 2005

5.2.4.1. Renforcer la culture Groupe pour accompagner sa croissance

Faire partager des valeurs et un style de management commun

AREVA Way

Le modèle de management d'AREVA, basé sur le Développement Durable, a été totalement intégré dans l'application des politiques RH. La DRH est particulièrement responsable de la mise en œuvre de son engagement 4 "Commitment to employees".

La charte des valeurs

C'est un repère commun pour tous les collaborateurs du Groupe qui s'engagent à en être les garants. Ils exercent ainsi leurs activités en toute conscience de leurs droits et devoirs vis-à-vis de l'entreprise et de ses parties prenantes. Elle comporte sept valeurs : la satisfaction du client, la rentabilité, le sens des responsabilités, l'intégrité, la conscience professionnelle, la sincérité professionnelle et l'esprit de partenariat.

En 2005, AREVA a poursuivi la diffusion de la charte des valeurs dans le Groupe. Les nouvelles versions chinoise, japonaise, espagnole, brésilienne et turque ont permis de continuer à sensibiliser les filiales du Groupe aux questions éthiques.

Université AREVA

La mission de l'Université AREVA est de former les managers du Groupe pour faciliter et accompagner les transformations et le développement du Groupe. La forte croissance du marché de l'énergie, le développement de l'internationalisation du Groupe et les nouvelles exigences des clients sont autant de paramètres à prendre en compte dans les programmes de formation de l'Université AREVA.

L'Université AREVA contribue à développer le sentiment d'appartenance, les valeurs et la culture du Groupe, à favoriser la mise en œuvre de la stratégie, à développer les talents et préparer les managers de demain, et à promouvoir le progrès continu, l'innovation et l'amélioration des performances.

Mettre en place des indicateurs de suivi et de mesure de la performance RH du Groupe

Intégration de l'AREVA Way dans la politique et les actions RH

Le Développement Durable est intégré de façon opérationnelle au fonctionnement de l'entreprise, dans ses processus de production comme de management, au travers d'AREVA Way (cf. section 4.12.).

Le thème de l'implication sociale permet plus particulièrement d'évaluer les relations sociales, la gestion de l'emploi, la formation et l'implication des salariés.

En 2005, la définition des missions, des plans d'actions et des budgets RH a été développée selon les critères d'évaluation d'AREVA Way. Des référentiels communs à l'ensemble des acteurs RH du Groupe ont été élaborés et permettent ainsi l'autoévaluation de chacun des sites.

Notation sociale

En 2005, pour la première année, AREVA a fait l'objet d'une notation externe de sa politique Ressources Humaines par Innovest (organisme indépendant spécialisé). La Note A lui a été attribuée sur une échelle allant de CCC à AAA et plaçant AREVA parmi les meilleurs des groupes spécialisés dans le domaine de l'énergie.

5.2.4.2. Favoriser le recrutement, la mobilité et le développement des talents pour accroître le leadership international du Groupe

Recruter et accroître la mobilité pour faire face au développement international d'AREVA

La forte croissance des activités du Groupe, notamment à l'international, conduit à mettre l'accent sur le renouvellement et le transfert des compétences.

Il s'agit d'anticiper les nouveaux besoins et de favoriser la mobilité et le recrutement.

Structurer et optimiser les processus de recrutement et de mobilité interne

Le pôle de compétence commun, qui mutualise les activités de recrutement des jeunes ingénieurs et cadres en France, de mobilité en France et à l'international, a pris son rythme de croisière au cours du second semestre 2005. Son action s'est structurée autour des trois grands axes suivants :

- la mobilité internationale : un centre de compétence a été créé pour gérer la mobilité et mettre progressivement en place un statut au niveau du Groupe : 49 pays de destination et 22 pays d'origine sont concernés. Cette harmonisation devra toutefois prendre en compte les spécificités des zones géographiques d'implantation des sites AREVA et des conditions d'expatriation.

- emploi/métier/mobilité : un réseau a été constitué dans les six régions d'emploi françaises définies par l'accord sur la gestion prévisionnelle des métiers signé le 28 janvier 2005.

- le recrutement de jeunes cadres : une équipe dédiée a été constituée en 2005 pour optimiser le recrutement de jeunes talents, identifier et présélectionner des candidats pour le compte des différentes activités du Groupe. Cette équipe est structurée pour traiter 300 recrutements en année pleine.

E-talent, système commun international de e-recruiting et désormais opérationnel en France, en Allemagne et aux États-Unis, est un des outils de recrutement et de mobilité interne. Les postes à pourvoir sont mis en ligne, et les candidats, tant internes qu'externes, peuvent directement postuler sur poste, ou déposer leur *curriculum vitae*. Ce système sera étendu en 2006 aux autres zones d'implantation d'AREVA.

Encourager la mobilité professionnelle

Partie intégrante du développement d'une carrière professionnelle, la mobilité est un des axes de la marque RH : "Talent builder". Elle permet de proposer des solutions professionnelles satisfaisantes à des salariés menacés par des baisses de plan de charge ou des évolutions de technologie, et de faire face aux projets d'expansion en cours, notamment l'EPR en Finlande, la construction de l'usine MOX aux États-Unis et les prospections minières.

Un dispositif de communication interne, destiné à valoriser la mobilité, a été déployé en 2005 au sein du Groupe. Son objectif : créer une prise de conscience des possibilités offertes à chacun et fluidifier le marché du travail interne. Outre des affiches, un journal trimestriel diffusé au sein du Groupe récapitule toutes les opportunités de mobilité. L'utilisation du site e-talent est également encouragée.

Ainsi, grâce à ces outils, **plus de 1 500 mobilités** ont été réalisées dans le Groupe en 2005, dont un tiers pour la France. Dans le cadre de son plan de réorganisation, 130 mobilités auront été effectuées chez AREVA T&D au cours de l'année 2005, et 360 avaient été réalisées chez FCI au cours des trois dernières années.

Concernant l'expatriation, plus de 500 collaborateurs d'AREVA sont expatriés dans 49 pays, et l'expatriation a représenté plus de 330 mouvements dans l'année.

Recruter pour répondre aux enjeux de développement d'AREVA à l'international

• Mise en place d'une communication de recrutement

2005 a vu la mise en place d'une stratégie de communication unifiée pour toutes les actions de recrutement d'AREVA. Son objectif : valoriser l'ensemble des métiers offerts par le Groupe en France et à l'international. Un réseau de "campus managers" a été constitué pour déployer cette stratégie à l'échelle mondiale, procéder à la sélection des écoles cibles prioritaires et participer aux forums des écoles cibles.

• Des besoins différenciés selon les activités

Pour AREVA T&D (notamment en Chine, en Inde ou aux États-Unis), la recherche de talents locaux est privilégiée. AREVA T&D a signé un accord avec l'Université Tsinghua, l'une des meilleures en Chine, dans le but de favoriser des partenariats de recherche et d'embaucher des étudiants de cette université. Des approches similaires sont effectuées en Inde.

AREVA NC doit faire face à des besoins de recrutement importants en France et à l'international. Par exemple au Kazakhstan où 300 recrutements sont en cours, ou encore pour accompagner la prospection de nouvelles mines d'uranium. Dans ce cadre, un dispositif spécifique a été mis en place et propose un programme de recrutement et d'accompagnement de jeunes cadres et ingénieurs débutants, ou avec une première expérience. Les 50 premiers recrutés ont été affectés à AREVA NC, avant de rejoindre d'autres unités. La qualité de l'intégration est le maître mot de ce dispositif (séminaire d'intégration, parrainage…).

Chez AREVA NP, 400 recrutements d'ingénieurs et de cadres ont été effectués en 2005 ; ils ont été répartis de façon équilibrée entre la France, l'Allemagne et les États-Unis. Ces recrutements sont liés aux nouveaux projets de licensing US et à la construction de centrales comme par exemple l'EPR en Finlande. La part de confirmés parmi les profils recherchés est beaucoup plus significative que dans les autres activités. Des actions spécifiques sont menées aux USA qui visent à favoriser l'intérêt des femmes pour le secteur nucléaire : par exemple la participation au Club "Women in nuclear".

Au total près de 6 000 recrutements (dont 2 300 en France), toutes catégories professionnelles confondues, ont été effectués par le groupe AREVA en 2005. En France, les recrutements en contrat à durée indéterminée ont représenté 62 % des embauches en 2005. Sur les 789 contrats à durée déterminée présents au 31 décembre 2005, plus de 400 sont des contrats d'apprentissage ou de professionnalisation. En ce qui concerne la main d'œuvre extérieure, le nombre moyen mensuel d'intérimaires est de 2 901 en 2005, comparable à l'année précédente (hors unités de la Connectique).

Une politique de gestion individuelle de la performance commune au Groupe

Le développement de talents

Le Groupe a posé en 2004 les bases de sa politique de gestion de la performance et a défini sa marque RH "Talent builder". En 2005, le Groupe a harmonisé les processus des différentes filiales permettant l'identification et l'optimisation de la gestion des talents au sein d'AREVA : les "people review". Sur la base des entretiens de management, les "people review" sont effectuées dans les filiales, au niveau du Groupe et par fonction. La consolidation des données issues de ce processus permet de structurer des plans d'action.

Chez AREVA NC, la “people review” est généralisée à l’ensemble des cadres. Pour optimiser son efficacité, 150 cadres ont bénéficié en 2005 d’une formation à l’entretien annuel.

En 2005, AREVA NP a harmonisé le process de “people review” dans le monde et a travaillé sur les éléments de mise en place d’une politique de rémunération variable.

Politique de rémunération des cadres

Suite à un benchmark approfondi des politiques de rémunération de sociétés industrielles comparables, le Groupe a affiné les principes de sa politique de rémunération des cadres.

Les responsabilités, les compétences, les résultats obtenus et la performance durable sont des facteurs déterminants de la rémunération des cadres. Les rémunérations sont également définies par rapport à un marché local de référence, constitué d'entreprises avec lesquelles le Groupe est en concurrence.

Communication RH et managériale

Deux documents ont été diffusés dans le Groupe au niveau mondial en 2005 : le “HR Handbook”, un document présentant les objectifs et moyens de la politique RH et une plaquette présentant le process harmonisé de la “people review”. Ce dernier permet de comprendre les rôles de chacun des acteurs RH et des managers dans le dispositif.

Les grandes orientations de la politique RH ont été présentées lors de conventions RH organisées par zone géographique mondiale. À cette occasion, le réseau des professionnels des ressources humaines a été formalisé et leurs membres ont pu échanger sur leurs pratiques professionnelles et partager leurs expériences. Pour une plus grande professionnalisation de la fonction, des actions de formation ont été menées autour des thèmes suivants : gestion de la formation, accompagnement de la mobilité, et gestion des relations sociales.

Des actions fortes en faveur du développement des compétences

• L’Université AREVA

L’Université AREVA a pour objectif de faciliter et d’accompagner les transformations et le développement du Groupe. Elle est organisée en deux lignes d’activité : Management / Métiers – Progrès Continu.

La ligne Management a mis en œuvre les programmes suivants :

- 5 grands cycles de Management se déroulant sur des périodes de 6 à 9 mois et destinés à différents niveaux de managers : arrivants, jeunes managers, managers confirmés, managers seniors, dirigeants.
- des séminaires d’initiation et d’approfondissement.

La ligne Métiers - Progès Continu a développé son action sur les 4 axes suivants :

- métiers : pour homogénéiser les pratiques et développer les compétences dans chacun des grands métiers.
- experts : pour contribuer au développement managérial des experts.
- bonnes pratiques : pour développer les bonnes pratiques au sein du Groupe afin de mieux partager les savoir-faire.
- progrès continu : pour apporter un soutien dans la mise en œuvre des programmes de progrès continu.

En 2005, **2 650 managers** ont participé aux actions et programmes de l’Université AREVA.

• Gestion de l’expertise scientifique et technique

Les experts sont nommés pour 2 ans en application d’une politique Groupe mise en œuvre en 2003 et revue en 2004.

En 2003, 600 experts avaient été identifiés dans le Groupe, répartis en 3 niveaux : expertise reconnue dans une filiale (niveau 1), dans le Groupe (niveau 2) ou dans la communauté scientifique internationale (niveau 3).

Une “people review” internationale des experts de niveau 3 a été réalisée pour la première fois en 2005. A l’issue de ce process, les experts du Groupe ont été renouvelés à hauteur de 30 %.

La 1re Convention internationale des experts s’est tenue en 2005. Il a été décidé d’intégrer des experts aux cycles managériaux de l’Université AREVA et de créer un cycle dédié à l’expertise et au management de la R&D. Par ailleurs, une base de données des experts, constituée à partir de fiches complètes intégrant leurs travaux et leurs partenariats scientifiques, a été mise en ligne. Le partage des savoirs a également été soutenu par des Journées Sciences et Technique organisées par les experts eux-mêmes. Ces derniers ont aussi largement participé à des formations techniques en interne. Ils ont en particulier accompagné l’ambitieux plan de recrutement de jeunes ingénieurs de AREVA NP.

La Direction Recherche et Innovation encourage aussi la création de réseaux d’expertise dont les objectifs sont toujours opérationnels : à partir d’un cahier des charges rédigé par une Business Unit, ils ont pour mission d’apporter dans un temps limité des recommandations scientifiques et techniques.

Développer la professionnalisation au sein du Groupe

Dans le cadre de la réforme de la formation professionnelle entamée en France depuis fin 2004, et visant à rendre les salariés acteurs de leur évolution professionnelle, AREVA a décidé d'optimiser la gestion de la formation de ses salariés au sein du Groupe.

Deux points ont été développés en 2005 :

- un accord relatif à la formation professionnelle est en cours de négociation avec les partenaires sociaux.
- le rapprochement opéré avec les Organismes Paritaires Collecteurs Agréés a permis d'optimiser les co-financements de la formation professionnelle en France.

5.2.4.3. Développer une politique sociale innovante et responsable

La construction d'un dialogue social repose sur une collaboration étroite entre les responsables de ressources humaines au sein du Groupe, les partenaires sociaux et le management.

Renforcer le dialogue social au sein du Groupe

- Le Comité de Groupe Européen

  Le Comité de Groupe Européen d'AREVA est une instance d'échange et d'information qui vise au développement d'une politique sociale tenant compte des enjeux transnationaux. AREVA a décidé d'aller au-delà de la directive européenne en incluant, en tant qu'observateurs, la Suisse et la Turquie, dans le périmètre de cette instance. Le Comité de Groupe Européen rassemble, en 2005, 35 membres représentant 15 pays. Les sujets suivants ont été abordés en 2005 :

- Poursuite et accompagnement de la restructuration d'AREVA T&D en Europe.
- Cession de la filiale Connectique (FCI)
- Réflexion sur l'égalité professionnelle et la diversité, menée conjointement entre le Management d'AREVA et les partenaires sociaux membres du Comité de Groupe Européen. Une analyse des bonnes pratiques internes a été effectuée en 2005 sur les sujets de l'intégration des handicapés et de l'égalité femme/homme. Les conclusions issues de cette analyse permettront de définir en 2006 les bases d'une politique réaliste et efficace.

  Au niveau du Groupe, AREVA s'est engagé en faveur de l'emploi des personnes handicapées et a signé le "Manifeste pour réussir l'emploi des personnes handicapées" aux côtés d'autres grands groupes français et a participé au "Job Dating" organisé par l'ADAPT, association pour la réinsertion sociale et professionnelle des personnes handicapées.

  Au niveau local, certaines personnes employées par l'établissement de AREVA NC ont apporté leur témoignage lors de la semaine dédiée au handicap.

- Développer la politique contractuelle

  La politique contractuelle au niveau du Groupe a été marquée par un accord important visant la mise en place d'un PEG en France. Pour AREVA NC, la négociation s'est déroulée parallèlement dans 25 filiales où ont été successivement réunis les CE, puis le CCE. Ce sont 25 plans d'épargne et 70 fonds communs de placement qui ont été transformés.

  L'année 2005 a aussi été l'année de la mise en application de l'accord sur la gestion prévisionnelle de l'emploi. Les acteurs opérationnels de cette politique ont été mis en place dans les 5 bassins d'emploi visés par l'accord.

- Signature d'autres accords collectifs dans les filiales

  AREVA NC a renégocié l'accord d'intéressement de AREVA SA et l'accord d'entreprise de Melox.

  AREVA NP a signé des accords d'intéressement (intéressement lié à des critères de performances économiques).

Anticiper et accompagner les restructurations

En matière de restructuration, le Groupe a pour principe de privilégier la solidarité afin d'en minimiser les conséquences sociales. Cette démarche permet de négocier avec les partenaires sociaux les solutions à prévoir et mettre en œuvre pour préserver l'emploi.

Suite à la présentation fin 2004 d'un plan de réorganisation sur trois ans pour permettre un retour à la compétitivité d'AREVA T&D, le process de restructuration a été mis en place. Il est largement fondé sur la signature d'accords de méthode avec les organisations syndicales et vise la recherche de solutions innovantes, notamment au travers de dispositifs de reconversion permettant de se former à un nouveau métier. 130 mobilités ont été réalisées en 2005 dont 50 % chez AREVA NP qui bénéficie du développement de l'activité nucléaire.

AREVA NC a connu en 2005 l'ouverture de différentes négociations qui se poursuivront en 2006. À Marcoule, dans le cadre du transfert au CEA de l'assainissement et du démantèlement de l'usine UP1, ce sont les conditions du transfert de 307 salariés qui font l'objet de négociations.

Assurer la santé et la sécurité des salariés du Groupe et des employés des sous-traitants

La sécurité au travail

Protéger ses salariés et les employés de ses sous-traitants intervenant sur les sites constitue une priorité pour le Groupe.

Le Groupe a formalisé, en 2004, sa politique et ses engagements en matière de politique de sécurité du travail : AREVA a comme seul objectif d'atteindre le zéro accident.

Afin de mieux préciser les actions de progrès à entreprendre, l'audit externe lancé en 2004 s'est achevé en août 2005 et a concerné 155 installations industrielles dont les principaux sites d'activités tertiaires du Groupe.

Les cibles fixées en 2004 arrivant à échéance fin 2006, AREVA a révisé sa politique sécurité en début d'année 2006, en tirant profit des conclusions de son audit.

La nouvelle cible définie pour fin 2010 est d'obtenir un taux de fréquence inférieur à 3 (5,4 en 2005) et un taux de gravité inférieur à 0,15 (0,20 en 2005).

À cette fin, AREVA s'engage à :

- définir une organisation sécurité claire et précise,
- intégrer la sécurité comme une composante de son métier,
- mettre en place une politique de prévention et une démarche de progrès continu,
- formaliser un système de management de la sécurité.

La sécurité faisant partie intégrante des métiers d'AREVA, elle est prise en compte dès la conception des installations et assurée tout au long de son exploitation. Elle est également un des critères de sélection des entreprises sous-traitantes. Enfin, tout le personnel reçoit une formation spécifique.

Chaque site industriel pratique des visites sécurité auxquelles sont associés les opérateurs concernés.

Dans sa politique révisée en 2006, AREVA a notamment renforcé ses exigences de sécurité en ce qui concerne : le suivi de ses activités extérieures sur les chantiers tiers et sur les sites clients, le suivi des activités des entreprises extérieures intervenant sur ses propres sites, la mise en place de systèmes de management intégrés type OHSAS 18001 sur ses sites à enjeux sécurité significatifs, la formation de ses directeurs de sites et d'activités.

Maintien d'un haut niveau de radioprotection

Dans le domaine de la radioprotection, AREVA a poursuivi la mise en application de la nouvelle réglementation française. En 2005, de nombreuses actions de concertation ont été menées avec les établissements pour harmoniser le déploiement des nouvelles exigences réglementaires.

Les responsables radioprotection des établissements français du Groupe se sont réunis deux fois en 2005. Les réunions ont permis un partage des bonnes pratiques et une coordination des actions transverses : agrément des laboratoires de dosimétrie, agrément des équipes de radioprotection à la réalisation des contrôles techniques, dosimétrie du personnel…

Dans le secteur de la fabrication de combustibles, les sites de Romans (France), Richland et Lynchburg (États-Unis) ont procédé à un partage d'expériences dans le domaine de l'évaluation des doses internes.

Par ailleurs, les sites ont fait l'objet d'inspections réalisées par l'Inspection Générale du Groupe dans le domaine de la radioprotection. En 2005 comme en 2004, aucun dysfonctionnement majeur n'a été constaté.

Conformément aux recommandations de la Commission Internationale de Protection Radiologique (CIPR), le Groupe s'est fixé pour objectif de ramener à moins de 20 mSv/an les doses susceptibles d'être reçues par le personnel exposé aux risques radiologiques dans ses installations, et de viser à respecter cette limite dans ses activités réalisées pour d'autres exploitants nucléaires, y compris dans les pays dont la réglementation est moins stricte, ce qui est le cas du Niger et des États-Unis. A ce titre, la diminution du nombre de salariés ayant des doses supérieures à 20 mSv s'est amorcée en 2005.

La santé

AREVA assure un suivi médical optimisé de ses salariés en s'appuyant sur une connaissance approfondie des conditions de travail dans chaque établissement, avec un effort particulier sur les études et recherches, et une coordination entre les services médicaux.

5.2.4.4. Actionnariat salarié, participation et intéressement

Mise en place du Plan d'Épargne Groupe

En vue d'harmoniser et d'unifier les supports d'épargne salariale des filiales françaises, AREVA a mis en place, début 2005, un Plan d'Epargne Groupe, commun à l'ensemble des sociétés du groupe AREVA. Grâce à ce nouveau dispositif, les salariés bénéficient d'un seul relevé pour l'ensemble de leurs avoirs et d'un ensemble significativement étendu de nouveaux services.

Ce processus n'a pas concerné les FCPE investis en titres d'une entreprise du Groupe, notamment le FCPE Framepargne, ces derniers étant simplement intégrés dans le nouveau PEG et n'étant accessibles qu'aux salariés et anciens salariés des entreprises qui y avaient accès précédemment.

Une tenue centralisée des comptes de l'ensemble des avoirs des salariés français a été confiée à Creelia, filiale de Crédit Agricole Asset Management. Avec près de 41 000 comptes ouverts (actifs et retraités), la centralisation de la tenue de compte et de registre a permis d'apporter une information complète à chaque salarié sur l'ensemble de ses avoirs dans les différents fonds. Cette information est accessible en ligne et les arbitrages entre les fonds sont possibles à tout moment et sans frais. Le salarié peut également procéder à des opérations de rachat sur l'ensemble des fonds.

Le Plan d'Epargne Groupe AREVA comporte une gamme complète de fonds couvrant l'ensemble des classes d'actifs :

- Un fonds monétaire : **AREVA Monétaire** géré par la Société Générale Asset Management (SGAM) et investi à 100 % en valeurs monétaires.
- Un fonds obligataire, **AREVA Obligataire** géré par Crédit Agricole Asset Management (CAAM) et investi à 100 % en obligations de la zone euro.
- Un fonds actions, **AREVA Actions Zone euro** géré par le CIC Asset Management et investi à 100 % en actions de la Zone euro.
- Trois fonds diversifiés : **AREVA Diversifié Obligataire** géré par Natexis Interépargne Asset Management (25 % actions/75 % obligations) ; **AREVA Diversifié Equilibré** géré par HSBC Asset Management (50 % actions/50 % obligations) ; **AREVA Diversifié Dynamique** géré par Société Générale Asset Management (75 % actions/25 % en obligations).
- **AREVA ISR** géré par Fongepar Gestion Financière. Il s'agit d'un fonds investissement socialement responsable, investi à 100 % en actions de sociétés privilégiant les mesures en faveur de l'insertion et de l'emploi.

La variété des gestionnaires de fonds a été recherchée dans la perspective d'un rendement optimisé pour l'épargnant. L'efficacité des gestionnaires devra d'ailleurs pouvoir être régulièrement comparée, appréciée et leur mandat périodiquement réétudié.

Les premiers conseils de surveillance se sont tenus six mois après la création des fonds du PEG AREVA. Une centaine de représentants salariés et employeurs ont été réunis dans ce cadre.

Enfin, l'accord du 9 février 2005, relatif aux structures d'épargne salariale du groupe AREVA, a prévu la création d'une commission de suivi de l'épargne salariale. Cette commission sera réunie chaque année sur les principales questions relatives à la gestion du PEG.

L'intéressement et la participation

Divers accords d'intéressement et de participation sont applicables dans les sociétés du Groupe, dans le but d'associer le personnel à la performance collective tout en faisant bénéficier les salariés du Groupe des avantages fiscaux et sociaux qui s'attachent à ces mécanismes.

Les sommes distribuées en 2005 au titre de l'année 2004 représentent pour l'ensemble du Groupe un total de 65 millions d'euros.

Ces accords ont pour objet d'associer le personnel au résultat économique (participation) ou à des objectifs spécifiques (intéressement).

Les critères de performance retenus dans les accords d'intéressement sont, en général, liés à :

- des résultats quantitatifs (tels que le résultat opérationnel, le chiffre d'affaires, le résultat d'exploitation…),
- l'amélioration de la productivité,
- la réduction de coûts,
- des résultats qualitatifs (objectifs de progrès propres à chaque société).

5.3. Rapport environnemental

La gestion des risques liés aux activités nucléaires constitue un axe majeur des actions déployées par le Groupe. Son importance et ses particularités justifient une organisation, des méthodes et des moyens dédiés tels qu'ils sont décrits à la section 4.15.2.

La politique environnement du Groupe et les relations entretenues avec les parties prenantes complètent les dispositions spécifiques à la prévention et à la maîtrise du risque nucléaire permettant ainsi une prise en compte exhaustive des problématiques environnementales englobant la diversité des métiers du Groupe, des cultures et des réglementations des pays où les sites AREVA sont implantés.

5.3.1. POLITIQUE ENVIRONNEMENT

La politique environnement d'AREVA s'applique à l'ensemble des entités du Groupe, tant en France qu'à l'étranger. Elle est mise en œuvre en fonction des spécificités locales. Elle est fondée sur six engagements :

- Manager

  S'assurer du respect des exigences réglementaires dans l'ensemble des pays où le Groupe est implanté et déployer sur l'ensemble des activités des Systèmes de Management Environnemental (SME).

- Prévenir les risques

  Développer la surveillance et l'évaluation pour la prévention des risques chimiques et biologiques dans l'environnement et harmoniser les méthodes d'évaluation de l'impact radiologique.

- Innover

  Intégrer dans la conception des produits, services, procédés et infrastructures, la réduction des impacts sur l'environnement (démarche d'éco-conception).

- Améliorer les performances environnementales

  Améliorer, à périmètre et activité constants, les performances environnementales en réduisant :

  – les prélèvements dans les milieux naturels et les consommations de matières et d'énergies,
  – les rejets aquatiques et atmosphériques,
  – les déchets ultimes.

- Préserver les sols

  Gérer l'utilisation des sols en se préoccupant de la valorisation future de l'espace et de la préservation des écosystèmes.

- Mesurer et rendre compte

  Étendre et harmoniser la communication des résultats environnementaux aux parties prenantes sur l'ensemble des sites à Enjeux Environnementaux Significatifs [(1)].

  Cette politique est mise en œuvre au travers d'objectifs quantifiés et mis à jour annuellement à partir de la cartographie des risques (cf. section 4.15.1.), des attentes des parties prenantes, des bonnes pratiques interne et externe, du reporting environnemental et du dialogue avec les entités opérationnelles dans le cadre d'AREVA Way (cf. section 4.12.).

  Les plans d'actions correspondants sont adaptés à l'importance des enjeux des sites pour focaliser l'action. En 2005, la liste des sites classés à Enjeux Environnementaux Significatifs a été mise à jour pour prendre en compte la sortie de FCI du périmètre ainsi que la mise en production de Katko au Kazakhstan dans le domaine de l'extraction d'uranium. En 2005, le nombre de sites EES est de 79 dont 15 INB, 4 sites Seveso seuil haut, 4 sites Seveso seuil bas et 4 ensembles miniers consacrés à l'extraction d'uranium.

Ces plans d'actions s'articulent autour de trois chantiers clés :

- le management environnemental :

  – des sites : certification ISO 14001 des sites à Enjeux Environnementaux Significatifs,
  – des produits et services à travers l'éco-conception.

(1) Dans le référentiel AREVA, les sites à Enjeux Environnementaux Significatifs comprennent les sites nucléaires, les sites comprenant des installations à risques technologiques majeurs du type Seveso, les sites miniers, les installations industrielles comprenant des installations soumises à enquête publique et les sites industriels ou tertiaires dont les contributions apparaissent significatives dans la comptabilité environnementale du Groupe.

- la réduction des risques :
  - risques chroniques : sols pollués et risques éco-sanitaires,
  - risques technologiques chimiques.
- l'amélioration des performances :
  - réduction des prélèvements d'eau,
  - maîtrise de l'énergie,
  - réduction des émissions et des rejets et en particulier des émissions directes de gaz à effet de serre,
  - réduction des déchets ultimes.

Les progrès sont suivis dans le cadre d'un Comité environnement AREVA réuni mensuellement :

- à travers le tableau de bord du déploiement de la politique environnement AREVA,
- dans le cadre du processus de progrès continu AREVA Way, à travers l'analyse des cartes d'objectifs et des plans d'actions des entités sur le thème 6 "Respect de l'environnement",
- à travers les données et indicateurs environnementaux du reporting Développement Durable. Pour améliorer la fiabilité des données, ce protocole a été révisé en 2005 et le processus de validation des données amélioré.
- à travers des revues environnementales thématiques (17 en 2005) menées sur les sites EES.

En 2005, la politique et les objectifs associés ont été déployés dans le Pôle **Transmission & Distribution**.

5.3.1.1. Management environnemental des sites

Systèmes de Management Environnemental

L'objectif est de déployer des systèmes de management environnemental (SME) sur l'ensemble des sites et de faire certifier ISO 14001 ou équivalent les sites nucléaires avant fin 2005 et les autres sites à Enjeux Environnementaux Significatifs avant fin 2006.

En 2005, tous les sites ont conservé leur certificat et 14 nouveaux sites ont été certifiés :

- Pôle Amont : AREVA NC Miramas, Lynchburg Mount Athos, Richland, Socatri.
- Pôle Réacteurs et Services : Techicatome Cadarache, Intercontrôle Cadarache
- Pôle Transmission & Distribution : Bangalore, Canoas, Chennai (Perungudi), Kolkata Taratella, Kolkata Salt Lake City, Naini/Allahabad, Sao Paulo (Interlagos), Shanghai (Chentai).

À fin 2005, 75 % des sites à Enjeux Environnementaux Significatifs sont certifiés ISO 14001. Parmi ces sites, 100 % des sites nucléaires et des sites Seveso du groupe AREVA sont certifiés ISO 14001.

Pour le Pôle Amont, la situation actuelle dans les mines d'or au Soudan et en Côte d'Ivoire n'a pas permis et ne permet toujours pas d'envisager une certification. Katko est devenu site EES en 2005. Dans le Pôle Réacteurs et Services ainsi que dans le Pôle Aval, les trois sites non certifiés ont engagé une démarche qui devrait aboutir en 2006. L'objectif de certification des sites EES a été repoussé à fin 2006 pour le Pôle Transmission & Distribution qui a intégré le Groupe en 2004. Toutefois, d'ores et déjà 65 % de sites EES de ce pôle sont certifiés.

Bilan 2005

	Pôle Amont	Pôle Réacteurs et Services	Pôle Aval	Pôle Transmission & Distribution	Total
Nombre de sites EES	26	8	5	40	79
Nombre de sites EES certifiés	23	6	4	26	59
% de sites EES certifiés	88	75	80	65	75
dont nombre de sites nucléaires	9	2	4	-	15
dont nombre de sites nucléaires certifiés	9	2	4	-	15
% de sites nucléaires certifiés	100	100	100	-	100

Par ailleurs, 26 autres sites sont certifiés ISO 14001 et un manuel de management environnemental dédié aux sites tertiaires les assiste dans leur démarche environnementale. Certains sites comme AREVA NP Lyon et la Tour AREVA à la Défense ont opté pour une certification ISO 14001 de leur SME.

Sensibilisation et formation

AREVA souhaite renforcer, dans ses entités, la sensibilisation et la formation du personnel à l'exercice des responsabilités environnementales, en matière notamment de maîtrise de l'énergie et de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) et cela au-delà des actions menées dans le cadre de la mise en place des SME.

En 2005, des journées techniques ont été organisées dans le domaine de la maîtrise de l'énergie (diagnostic énergétique, air comprimé, éclairage) et dans le domaine des déchets.

Les outils de sensibilisation à l'éco-efficacité ont continué à être diffusés en français et en anglais. L'accent a été mis sur les comportements à travers le concept fédérateur d'éco-attitude qui consiste à promouvoir auprès des collaborateurs des comportements respectueux de l'environnement.

Un fascicule regroupant le référentiel de base commun dans le groupe AREVA dans les différents domaines de la politique environnement a été élaboré. Ce "Greenway" a été édité en français et en anglais.

Veille réglementaire

La Direction juridique du Groupe diffuse mensuellement auprès de tous les utilisateurs un bulletin de veille dans les domaines du droit du nucléaire et de l'environnement sous format électronique. En 2005, un logiciel permettant d'organiser la veille réglementaire pour tous les sites français a été développé pour une mise à disposition en 2006.

Dépenses environnementales

Cet indicateur a été ajouté en 2004 au protocole de reporting Développement Durable et progrès continu. Il s'applique au périmètre France et reprend en partie la définition des dépenses environnementales telle qu'elle figure dans l'enquête annuelle du Service des Études et des Statistiques Industrielles (SESSI) du Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie. Ce montant s'élève pour l'exercice 2005 à 71 millions d'euros pour le périmètre France.

Provisions et garanties liées aux obligations de fin de cycle et aux risques environnementaux sur le périmètre Groupe

Le montant des provisions pour risques en matière d'environnement y compris le réaménagement et le démantèlement des mines, le démantèlement des installations nucléaires, la reprise et le conditionnement de déchets radioactifs, le stockage des déchets ultimes, l'assainissement courant, ainsi que la dépollution et la remise en état des sites industriels et des mines s'établit au 31 décembre 2005 à 4 648 millions d'euros, dont 4 490 millions d'euros au titre du démantèlement des installations nucléaires et de la reprise et du conditionnement des déchets, dont 2 603 millions d'euros à la charge d'AREVA (cf. en particulier la Note 25 de l'annexe aux comptes consolidés).

Pénalités environnementales

Cet indicateur a été ajouté en 2004 au protocole de reporting Développement Durable et progrès continu. En 2005, au niveau du Groupe, 7 926 euros ont été payés à ce titre.

5.3.1.2. Management environnemental des produits à travers l'éco-conception

AREVA EcoDesign Program

La compréhension des impacts environnementaux générés par un produit à chaque étape de son cycle de vie permet d'optimiser sa conception pour les réduire à la source : c'est l'objectif poursuivi par les démarches d'éco-conception.

En 2005, plus de 90 collaborateurs représentant la R&D et l'ingénierie, mais aussi des responsables des fonctions environnement et achat ont participé au séminaire éco-conception du Groupe. Les premiers éléments de la politique Groupe qui vise à formaliser et généraliser les démarches éco-conception à partir de 2006 ont été présentés. Elle comporte la nomination de leader éco-conception dans les entités concernées, l'introduction de critères environnement dans les projets d'investissements, l'élaboration de modèles Groupe d'éco-profils et la mise en place de plans d'éco-conception. Trois ateliers ont été organisés pour préparer la déclinaison de cette politique dans trois domaines :

- les procédés nucléaires,
- les installations et équipements nucléaires,
- les produits électriques et électroniques.

Deux nouveaux critères AREVA Way portant d'une part sur l'organisation de l'éco-conception et d'autre part sur les pratiques à mettre en œuvre ont été créés et permettent aux entités du Groupe de s'auto-évaluer dès 2006.

Dans le domaine des procédés nucléaires, la Business Unit *Ingénierie* a nommé un Leader Eco-conception et procédé en 2005 au test des outils dans deux projets liés à la conversion de l'uranium naturel et à la génération de vapeurs nitreuses. À la Direction Conception et Vente du Secteur Combustible, le déploiement du Green Code s'est poursuivi avec la formation des nouveaux arrivants et la reconnaissance de la maturité du système lors de l'audit de suivi ISO 14001.

Dans le domaine des installations nucléaires, le Pôle Réacteurs et Services a mis en place un système de management environnemental dont le périmètre comprend la conception, la fourniture et la construction de centrales nucléaires, de contrôle commande et de systèmes électriques ainsi que la recherche et développement. Ce SME a été certifié en décembre 2005.

Le Pôle Transmission & Distribution a poursuivi sa démarche déjà avancée dans le domaine. Deux nouvelles sessions de formation ont été organisées portant le nombre de personnes du Pôle Transmission & Distribution formés à l'éco-conception à 110 et l'intranet Eco-Design est tenu à jour pour tous les utilisateurs. Des communications ont été effectuées dans 8 congrès en 2005 et 15 projets d'éco-déclarations ont été réalisés pour les principaux produits. Les principaux axes de travail de la R&D portent sur la restriction de l'usage de substances dangereuses, la définition et la formalisation de procédures de fin de vie et de recyclage ainsi que les réductions d'émissions de SF_6.

5.3.2. PRÉVENTION ET MAÎTRISE DES RISQUES ENVIRONNEMENTAUX

5.3.2.1. Surveillance de l'environnement et contrôle des rejets

En amont des contrôles effectués par les autorités publiques, AREVA met en œuvre d'importants moyens de contrôle des rejets et de surveillance de l'environnement.

Dans le domaine du contrôle des rejets, les moyens déployés par AREVA s'inscrivent dans un contexte d'évolutions réglementaires fortes avec la mise en place notamment du Registre Européen des Polluants et des Émissions (EPER), de la Directive sur les gaz à effet de serre (GES), du renouvellement des arrêtés d'autorisation de rejets pour les installations nucléaires. AREVA NC La Hague, AREVA NC Marcoule et Comurhex Malvési, les trois sites du Groupe concernés par le Plan National d'Allocation des Quotas (PNAQ) en raison de la présence d'une installation de combustion d'une puissance supérieure à 20 MW, ont rédigé les plans de surveillance prévus par l'arrêté du 28 juillet 2005. Ces plans ont pour objet de permettre aux organismes agréés et à l'administration un contrôle efficace des rejets de CO_2 non seulement de l'installation soumise en vue de la conformité, mais également de l'ensemble du site. Les émissions déclarées pour l'année 2005 ont été certifiées conformes par les organismes agréés.

Dans le domaine de la surveillance de l'environnement réalisée par le Groupe autour des sites nucléaires, des personnels spécialisés effectuent régulièrement des prélèvements et mesures dans les différents milieux récepteurs (air, eau, sol, faune et flore). Concernant la surveillance de la radioactivité dans l'environnement, les laboratoires environnement du Groupe se sont engagés dans une démarche d'agrément dans le cadre de l'arrêté du 25 juin 2005 (qui abroge l'arrêté du 17 octobre 2003) portant sur l'organisation d'un réseau national de mesures de la radioactivité de l'environnement. Pour le groupe AREVA, la surveillance de l'environnement représente plus de 100 000 mesures et plus de 1 000 points de prélèvements.

5.3.2.2. Impact radiologique des sites

L'impact radiologique des sites nucléaires sur les populations riveraines les plus exposées (groupes de référence) est "mesuré" par un indicateur d'exposition, la dose efficace ajoutée, exprimée en millisievert par an (mSv/an). Chaque site nucléaire fait l'objet d'un calcul d'impact radiologique tenant compte de ses rejets radioactifs liquides et gazeux et de l'analyse des différentes voies d'exposition possibles des populations concernées.

Par exemple, le modèle d'évaluation de l'impact radiologique de La Hague a fait l'objet de travaux concertés avec des experts français et internationaux et des mouvements associatifs réunis au sein du Groupe radioécologique du Nord-Cotentin. Ce modèle de calcul très élaboré prend en compte les différents types de rayonnement (alpha, bêta-gamma, neutrons), les trois voies d'exposition possibles (exposition externe, ingestion, inhalation) et le comportement spécifique de chaque radionucléide dans le corps humain. Des experts externes ont mené des études épidémiologiques en complément de ce modèle pour évaluer directement l'impact sanitaire des rejets radioactifs sur les populations exposées. Toutes les études menées depuis 20 ans ont conclu au très faible impact de ce site dont l'impact global sur une année est équivalent à l'exposition d'une journée à la radioactivité naturelle dans la région du Nord-Cotentin.

AREVA communique régulièrement et en toute transparence les résultats des mesures effectuées dans l'environnement sous le contrôle des Autorités de Sûreté via des publications mensuelles et ses sites Internet. En France, les Commissions Locales d'Information (CLI) mises en place par les pouvoirs publics à proximité des grands équipements énergétiques, dont les sites nucléaires, favorisent les échanges directs avec les populations locales. AREVA leur apporte tous les éléments d'information nécessaires.

Les actions menées ont permis de réduire fortement les rejets radioactifs au cours des 30 dernières années. Par exemple, l'impact radiologique de La Hague a été réduit d'un facteur 5, ainsi l'impact sur le groupe de référence était d'environ 70 µSv en 1985 alors que le niveau atteint en 2005 est faible, de quelques 10 µSv, et évolue peu d'une année sur l'autre. Ceci a permis d'anticiper le renforcement des normes réglementaires dans l'Union Européenne,

transposées en droit français, qui fixent actuellement l'impact maximum sur le public à 1mSv par an. Ce niveau est inférieur à l'exposition naturelle moyenne en France (2,4 mSv/an) et à ses variations dans le monde (entre 1 et 10 mSv/an), selon l'United Nations Scientific Comittee on the Effect of Atomic Radiation (UNSCEAR).

Le Groupe poursuit néanmoins ses efforts de recherche pour étudier la faisabilité d'une réduction supplémentaire des rejets radioactifs de l'usine de La Hague, notamment dans le cadre du nouvel arrêté de l'usine de La Hague : les études de recherche et développement se sont poursuivies en 2005.

Dans le cadre de sa démarche de progrès continu, le Groupe s'était également fixé pour objectif d'harmoniser d'ici fin 2005 les modèles d'évaluation de l'impact radiologique à l'ensemble de ses grands sites nucléaires. Ainsi, la méthodologie suivie à La Hague a été étendue aux autres grands sites nucléaires du Groupe en tenant compte des spécificités locales, comme les habitudes de vie et de consommation. L'ordre de grandeur des impacts est également très faible, inférieur à 0,01 mSv.

Enfin, le Groupe s'était fixé pour objectif de mettre en œuvre d'ici fin 2005 les dispositions permettant de limiter l'impact de l'irradiation externe en limite de propriété à 1 mSv/an (scénario théorique et extrême d'une personne restant en continu pendant un an, soit 8 760 h/an en limite de propriété du site). En cas d'absence de solutions acceptables au sens de l'étude d'optimisation dite ALARA, il convient de justifier le respect de 1 mSv/an en se basant sur des scénarios d'exposition plus réalistes.

Dans ce cadre, les réaménagements des zones d'entreposage et ou des clôtures ont été poursuivis autant que de besoin en 2005 et ont permis de respecter cet objectif en 2005. Afin d'affiner l'évaluation lorsque cela est nécessaire et vérifier la pérennité du dispositif, les sites ont mis en place un suivi renforcé par dosimétrie comme à Comurhex Malvési par exemple.

5.3.2.3. Maintien d'un haut niveau de sûreté et de maîtrise des risques technologiques (cf. section 4.15.2.)

Dans le domaine de la sûreté nucléaire, l'Inspection Générale a en 2005 poursuivi l'extension, débuté en 2004, du champ de ses actions de contrôle et de partage d'expériences à l'ensemble des installations nucléaires du groupe AREVA. Outil de management de la Sûreté Nucléaire, elle participe à la volonté du Groupe d'être irréprochable en ce domaine.

Au-delà du simple examen de conformité des installations au regard des exigences qui leur sont imposables, l'Inspection Générale analyse les processus des unités opérationnelles, les systèmes mis en place et leur mode de fonctionnement. Cette analyse permet d'identifier les défaillances potentielles et de reconnaître les bonnes pratiques qu'il convient de généraliser. Ce retour d'expérience contribue à alimenter une culture partagée entre les opérateurs industriels du Groupe. Il permet également d'apprécier la culture de sûreté des équipes d'exploitation.

Depuis 2001, l'Inspection Générale a effectué 141 inspections dont 31 en 2005. Elles ont concerné principalement les thèmes suivants :

- maîtrise des risques nucléaires dans les laboratoires,
- maîtrise de la sûreté lors des opérations de manutention-levage,
- maîtrise de la dosimétrie interne et externe dans les bases chaudes,
- maîtrise de la sûreté lors des opérations importantes de remise à niveau des installations ou des opérations de CDE/DEM.

Pour chacun des thèmes choisis en 2005, les inspections ont montré que les entités concernées avaient des organisations et des pratiques à même d'assurer correctement la prise en compte et l'application des exigences de sûreté, ce qui est un point fort.

Des axes de progrès ont été identifiés, dont en particulier la nécessité d'assurer un meilleur suivi des prestataires, de mieux intégrer les spécificités des opérations de démantèlement par rapport aux opérations habituelles de maintenance, et de développer les actions de contrôles internes.

Parmi les 83 événements déclarés et classés sur l'échelle internationale INES en 2005 :

- 65 l'ont été au niveau 0 ;
- 17 au niveau 1 ;
- et 1 au niveau 2 (transfert intempestif d'une solution de nitrate d'uranyle enrichie à 5 % contenant 20 g d'uranium vers un bassin tampon de géométrie non sûre).

Au-delà de la stabilité du nombre d'événements déclarés (81 en 2004), l'analyse préliminaire de ces événements montre la nécessité de progresser dans l'analyse, en particulier sous l'aspect facteurs humains pour faciliter le partage d'expérience au sein du Groupe ainsi que le suivi des plans d'actions.

Afin de bien marquer la priorité accordée à un très haut niveau de sûreté et de parfaitement homogénéiser les politiques de toutes les unités dans ce domaine, une charte de sûreté nucléaire précise les engagements du Groupe dans chaque domaine en matière d'organisation, de modalités de mise en œuvre et de transparence (cf. section 4.15.2.2.).

5.3.2.4. Prévention des risques éco-sanitaires

Dans le cadre de l'amélioration de la connaissance des impacts sanitaires liés aux rejets non radioactifs de ses activités industrielles et au-delà de ses obligations réglementaires, le Groupe a mis en œuvre une démarche globale et proportionnée d'évaluation du risque sanitaire. En 2005, la mise en œuvre d'une évaluation simplifiée des risques sanitaires des sites à Enjeux Environ-

nementaux Significatifs principalement localisés à l'étranger a permis ainsi de hiérarchiser le déploiement des ERS.

AREVA NC a pu ainsi réaliser à ce jour une couverture de 60 % de ses sites. Par ailleurs, une démarche similaire est engagée pour les deux sites miniers de Cominak et Somair situés au Niger. Le Pôle Transmission & Distribution a identifié 17 sites pour lesquels une telle démarche sera déployée en 2006.

Une directive "Amiante" a été élaborée par AREVA en 2005. Elle s'adresse à tous les établissements d'AREVA, et précise les 10 règles de base à appliquer obligatoirement, indépendamment des législations locales en vigueur qui peuvent être plus contraignantes. Cette directive stipule notamment, que les composants renfermant de l'amiante dans les équipements de production, doivent être remplacés avant décembre 2007. Par ailleurs, les produits de substitution devront être exempts de substances cancérigènes, et notamment de certaines fibres minérales artificielles telles que les Fibres Céramiques Réfractaires, répondant au titre de la classification IARC (Centre International de Recherche sur le Cancer) et CE.

La gestion du risque légionelle reste un axe de vigilance important de nos sites possédant des installations à risque. Un guide applicable aux sites à l'étranger présente les cinq bonnes pratiques à mettre en œuvre concernant les tours aéro-réfrigérantes. Des revues de bonnes pratiques seront faites en 2006.

5.3.2.5. Maîtrise des risques liés à l'usage de substances chimiques dangereuses (cf. section 4.15.2.4.)

Le Groupe exploite huit établissements soumis à la réglementation "Seveso" (Directive 96/82/CE du 9 décembre 1996) susceptibles de présenter des inconvénients importants pour la santé et la sécurité des populations.

Parmi ces huit établissements, quatre relèvent du régime "Seveso seuil haut" nécessitant la mise en place des Plans de Prévention des Risques Technologiques et des servitudes d'utilité publique.

Nomenclature Établissement	Nombre d'installations classées sur site	Détail installation classée AS	Rubrique AS/seuil de classement
AREVA NC Pierrelatte	122*	Stockage 320 t d'HF	1111.2.a / 20 t
Comurhex Malvési	23	Stockage 180 t d'HF	1111.2.a / 20 t
Comurhex Pierrelatte	34	Stockage 310 t de bifluorure de potassium	1111.2.a / 20 t
		Stockage de 101 t d'HF	1111.2.a / 20 t
Cezus Jarrie	21	Stockage 2 950 t de substances dangereuses pour l'environnement	1173-1 / 2000 t

* *Dont 59 transformateurs au pyralène.*

Ces installations, conformément aux exigences de la réglementation, ont fait l'objet de dossiers techniques (politique de prévention des accidents majeurs, système de gestion de la sécurité, études de danger) transmis à l'administration compétente. Ils font parfois encore l'objet de mises au point ou d'études complémentaires avec celle-ci ou d'expertises tierces.

Un groupe de travail a été créé pour harmoniser l'évaluation du risque pour les sites "Seveso seuil haut" et définir une approche Groupe cohérente dans la gestion des aléas potentiels et plus généralement dans la gestion des risques technologiques Seveso.

En 2005, quatre standards du Groupe, qui prennent en compte les textes d'application de la loi du 30 juillet 2003 relative à la prévention des risques technologiques et naturels et à la réparation des dommages, ont été réalisés dans les domaines suivants :

- élaboration d'une étude des dangers,
- analyse des risques,
- définition et évaluation des scénarios et des effets dominos,
- identification et suivi des éléments importants pour la sécurité.

Les quatre sites relevant du régime "Seveso seuil bas" font l'objet d'audits de sécurité de leurs installations de stockage d'acide et de traitement de surface pour identifier les axes d'amélioration potentiels.

5.3.2.6. Gestion des sols

Dans le domaine de la gestion des sols, l'objectif de la politique environnement est de réaliser, avant fin 2006, une évaluation simplifiée des risques (ESR) ou équivalent sur 100 % des sites industriels à enjeux environnementaux significatifs (hors INB et sites miniers qui, en raison de leur activité ou de la réglementation, disposent déjà des éléments d'analyse nécessaires). Ce travail a été mené sur tout le Pôle Réacteurs et Services en 2000 et sur le Pôle Transmission & Distribution en 2004. Lors de la cession du Pôle Connectique en 2005, le site de Mechelen en Belgique est resté dans le périmètre AREVA. Un projet de dépollution a été proposé à l'administration et validé.

Par ailleurs, AREVA s'engage à réduire les impacts résiduels de ses activités sur l'environnement en conduisant des travaux de réhabilitation et de réaménagement des sites après fermeture, ce qui a été fait en France dans le Limousin. La Business Unit *Mines* a ainsi mis en place une structure spécifique pour suivre les anciens sites miniers en France et à l'étranger : le CESASM (Centre d'Études et de Surveillance des Anciens Sites Miniers).

En 2005, une procédure ayant pour objet d'examiner le traitement de l'information financière liée aux passifs environnementaux, sur la base des informations transmises par les services Environnement des entités a été mise en place.

5.3.2.7. Protéger et restaurer les éco-systèmes

AREVA attache une importance particulière au suivi et à la préservation de la biodiversité. Faune et flore sont étudiées dès les phases de conception et tout au long des phases d'exploitation, puis de réhabilitation. Un soin spécifique est apporté à l'adaptation aux biotopes locaux des espèces (ré)introduites lors des réaménagements. Par exemple, les travaux de réhabilitation du site minier de Lodève ont ainsi donné lieu à une étude approfondie de la flore locale et des possibilités de réaménagement paysager. Les données correspondantes ont été réunies dans un CD-ROM mis à la disposition de l'ensemble des interlocuteurs locaux (élus, écoles…).

En 2005, une évaluation de l'impact des rejets sur la faune et la flore aquatiques a été lancée afin de mieux connaître les impacts des activités d'AREVA de la plateforme du Tricastin sur la biodiversité.

Dans le cadre du réaménagement de la mine de Cluff Lake au Canada, un programme de surveillance de la faune et de la flore a été mis en place après avoir réalisé un état initial très approfondi en particulier pour le domaine aquatique.

5.3.3. AMÉLIORATIONS DES PERFORMANCES ENVIRONNEMENTALES

Chiffres clés

	2005	2004*	2003*
Consommations			
Quantité d'énergie consommée (MWh) hors Eurodif	2 895 338	2 904 055	2 882 233
Quantité d'eau consommée (m^3) totale	160 360 641	160 298 477	160 067 365
Quantité d'eau consommée (m^3) hors refroidissement Eurodif et Marcoule	23 912 910	25 718 653	27 038 439
Consommation de substances chimiques dangereuses :			
Acide nitrique (t)	17 218	17 277	17 664
Acide sulfurique (t)	81 975	87 237	77 125
Acide fluorhydrique (t)	8 342	7 663	7 407
Ammoniac (t)	6 228	6 440	6 170
Chlore (t)	7 717	8 179	7 532
Solvants chlorés (t)	162	147	62
Déchets			
Quantité de déchets industriels dangereux (DID) (t)	14 098	19 270	14 698
Quantité de déchets industriels banals (DIB) (t)	40 962	63 472	37 262
Quantité de déchets inertes (t)	5 272	9 244	-
DID : part valorisée en %	36 %	-	-
DIB : part valorisée en %	61 %	-	-
Boues de procédés	74 566	70 347	-
Boues de traitement des eaux de refroidissement (t)	13 240	10 621	-
Rejets			
Rejets d'azote total dans les milieux aquatiques (t)	838	921	1 102
Rejets aqueux de Cuivre (kg)	10	29	499
Rejets aqueux de Chrome (kg)	93	86	139
Rejets aqueux de Plomb (kg)	27	31	24
Rejets aqueux d'Uranium (kg)	1 425	2 011	2 311
GES directs (t éq CO_2)	1 277 455	977 697	821 056
Émissions de CO_2 des installations soumises au PNAQ	137 336	-	-
Rejets gazeux toxiques : composés organiques volatiles (kg COV)	994 654	850 588	486 853
Rejets de gaz acidifiants (t éq. SO_2)	1 877	1 893	2 137
Rejets de gaz appauvrissant la couche d'ozone (kg éq. CFC 11)	1 342	3 244	13 262
Risque nucléaire			
Impact dosimétrique de La Hague (mSv)	0.011	0.0082	0.0082
Nombre d'incidents échelle INES	Niv. 0 : 65	Niv. 0 : 66	Niv. 0 : 51
	Niv. 1 : 17	Niv. 1 : 15	Niv. 1 : 17
	Niv. 2 : 1	Niv. 2 : 1	Niv. 2 : 1

** Données corrigées couvrant le périmètre Transmission & Distribution et excluant le Pôle Connectique (FCI).*

Source : AREVA.

5.3.3.1. Maîtrise de l'énergie

L'usine George Besse d'EURODIF, qui réalise l'enrichissement de l'uranium par diffusion gazeuse, consomme environ 90 % de l'électricité achetée par le Groupe. Dans le cadre du renouvellement de ses capacités à moyen terme, le Groupe se prépare à intégrer progressivement le procédé de centrifugation, technologie 50 fois plus économe en énergie électrique que la diffusion gazeuse (cf. section 4.4.3.6.). En 2005, le dossier de demande d'autorisation a été finalisé pour une enquête publique prévue en 2006.

La consommation totale d'énergie est donnée hors procédé Eurodif. En 2004, elle est de 3 181 GWh et de 2 904 GWh en excluant les activités de Connectique. En 2005, elle s'élève à 2 895 GWh, soit une légère baisse de 0,3 % sans correction des données brutes en fonction de l'activité.

Afin de stabiliser, puis de réduire les consommations énergétiques du Groupe, les principaux contributeurs ont entamé leur démarche par la réalisation de prédiagnostics énergétiques (Comurhex Pierrelatte, Comurhex Malvési, Eurodif pour la consommation énergétique des auxiliaires, Cezus Paimboeuf et Montreuil Juigné, Somanu Maubeuge, T&D Villeurbanne).

Pour assister les sites dans l'élaboration des plans d'actions, des outils méthodologiques ont été mis à leur disposition :

- kit de sensibilisation à l'éco-efficacité à destination du personnel (transparents, affiches, mémento, quiz…),
- guide méthodologique pour l'élaboration d'un plan d'économies d'énergie,
- études sur les meilleures technologies disponibles d'un point de vue énergétique sur les thèmes suivants : moteurs haut rendement, centrale de production d'air comprimé, systèmes d'éclairage.

Enfin, des journées thématiques ont été organisées tout au long de l'année afin d'échanger sur les bonnes pratiques (réaliser une campagne de recherches de fuites d'air comprimé, réaliser un prédiagnostic énergétique, optimiser un système d'éclairage).

Illustration

Plus gros consommateur d'énergie hors Eurodif avec 25 % des consommations du Groupe, l'usine de La Hague est aujourd'hui pilote pour le programme de réduction des consommations d'énergie. Un plan de progrès composé de 11 actions est en cours de déploiement. Les principales économies attendues portent sur la ventilation et le chauffage des bâtiments de production, mais aussi sur la conduite éco-efficace de l'outil de production. La baisse de consommation d'énergie observée a été de près de 7 % entre 2003 et 2004. En 2005, une baisse supplémentaire de 1,4 % a été enregistrée, dont - 3 % pour l'électricité.

Des réductions de consommations significatives sont à noter sur les sites de :

- T&D Villeurbanne (- 7 % sur le gaz naturel et le fioul domestique et - 12 % sur l'électricité) suite à des actions de sensibilisation, rondes d'extinction et optimisation du pilotage du système de chauffage et des compresseurs d'air ;
- Jeumont (- 13 % sur la consommation globale d'énergie) suite à la rénovation du système de chauffage.

L'évaluation de l'efficacité énergétique des bâtiments selon une méthode développée par la Direction Environnement est également une pratique qui se généralise. À ce jour, plus de 50 % des sites tertiaires du Groupe ayant une surface de plus de 1 000 m^2 ont réalisé cette évaluation. À titre d'exemple, la Tour AREVA située à la Défense, a réalisé cette évaluation fin 2004. Depuis, des actions menées par les Services Techniques ont permis de diminuer de 14 % les consommations d'électricité par une meilleure gestion et de 18 % les consommations d'énergie thermique par l'amélioration des performances des systèmes de climatisation.

Énergies renouvelables

L'activité *Énergie Décentralisée* d'AREVA T&D System propose à ses clients des solutions clés en main de production d'énergie issues des technologies faiblement émettrices de CO_2 (biomasse, bio-gaz et gaz de mine, récupération d'énergie, co-génération et tri-génération). Les implantations industrielles et commerciales de cette activité au nombre de cinq se répartissent en Europe, Amérique du Sud et Asie.

Par ailleurs, l'activité poste de raccordement électrique d'AREVA T&D System offre des solutions en matière de raccordement électrique et intégration dans les réseaux des parcs éoliens, en Europe, Amérique du Sud, Asie et Australie.

Les principaux contrats récents d'AREVA T&D incluent :

- trois centrales Biomasse de 12 MW dans l'État du Parana au sud du Brésil ;
- deux centrales Biomasse 10 MW dans les États du Tamil Nadu et Chattisgarh en Inde ;
- une centrale de 10 MW de récupération de chaleur d'un four à réduction de minerais de fer au Tamil Nadu en Inde ;
- deux centrales de cogénération au bio-gaz et gaz de mine en Allemagne ;
- des raccordements de parc éoliens en France, Australie, Brésil et Allemagne.

En 2005, AREVA a acquis 21,1 % du capital du fabricant d'éoliennes RePower, spécialisé dans la technologie des turbines à forte puissance, particulièrement adaptée aux implantations off-shore. RePower offre également des synergies commerciales et industrielles avec le Pôle Transmission & Distribution.

5.3.3.2. Prélèvements d'eau

Sur les 160 millions de m^3 prélevés par le groupe AREVA, environ 136 millions de m^3 correspondent à de l'eau captée dans le Rhône pour le refroidissement d'installations sur les sites de Marcoule et du Tricastin.

La quantité totale d'eau consommée hors refroidissement des sites de Marcoule et du Tricastin (réacteurs Célestins et site d'Eurodif) s'élève en 2005 à 23,9 millions de m^3. Afin de comparer les chiffres aux années précédentes, il faut noter la modification du périmètre. En effet, en 2004 les 26,6 millions de m^3 comprenaient les consommations de FCI (909 900 m^3).

Ramenés au même périmètre, les 23,9 millions de m^3 de 2005 sont à comparer à 25,7 millions de m^3. Cela correspond à une baisse de 1,8 millions de m^3 par rapport aux données 2004.

AREVA met en œuvre des démarches pour progresser dans sa maîtrise du cycle de l'eau en particulier sur les sites industriels, afin de réduire les prélèvements dans les milieux naturels. Elles nécessitent une connaissance fine des consommations d'eau et des coûts réels associés à la gestion du cycle, ainsi qu'une forte implication du personnel et des sous-traitants du site.

Ces démarches se traduisent par :

- l'amélioration de la maîtrise des réseaux et des procédés : plusieurs campagnes de recherche de fuites ont été menées, aussi bien sur des sites industriels que tertiaires ;
- la modification des équipements, amenant parfois la suppression des procédés les plus consommateurs ;
- voire le changement de technologie : des projets sont en cours sur ce thème ;
- la sensibilisation du personnel et des sous-traitants (éco-attitude) pour favoriser le recyclage et la réutilisation de l'eau et éviter les surconsommations injustifiées : les effets de cette sensibilisation se font particulièrement ressentir sur les sites tertiaires.
- la poursuite des actions déjà entamées notamment sur les sites de AREVA NC Marcoule et AREVA NC Pierrelatte.

Illustration

Concernant les recherches de fuites, les sites suivants (en France) ont fait la démarche et affichent les résultats suivants :

- Aix les Bains : - 27 %
- Jeumont : - 31 %
- Châlon : - 41 %

Pour la modification des équipements et le changement de technologies, des optimisations des recyclages d'eau se sont poursuivis sur le site de Cezus Jarrie et de Cezus Ugine et ont conduit à une baisse supplémentaire des consommations de 17 % pour Jarrie et 5 % pour Ugine.

La sensibilisation du personnel s'est poursuivie tout au long de l'année, grâce notamment à l'utilisation du kit de sensibilisation à l'éco-efficacité. Le site de T&D Bagnères de Bigorre a ainsi vu sa consommation baisser de 9 %.

Enfin, les sites de AREVA NC Marcoule et de AREVA NC Pierrelatte ont poursuivi les actions lancées les années précédentes. Ainsi entre 2004 et 2005, les deux installations ont réduit leur consommation d'eau de 14 % (soit environ 800 000 m^3 pour AREVA NC Marcoule et 380 000 m^3 pour AREVA NC Pierrelatte). Au total, depuis 2002, le site de AREVA NC Marcoule a réduit ses consommations d'eau de plus de 38 % (3 millions de m^3) et, depuis 2003, AREVA NC Pierrelatte a vu sa consommation baisser de 25 % (760 000 m^3).

5.3.3.3. Consommations de matières

Le Groupe poursuit ses actions pour réduire d'une part les consommations de substances chimiques à forts impacts directs ou induits, identifiés par les outils d'analyse environnementale (analyse de cycle de vie, évaluation des risques sanitaires), notamment par des actions de recyclage interne (recyclage des acides sur les sites de Cezus Paimboeuf et Montreuil Juigné).

Depuis 2004, AREVA suit les consommations de papier des différentes entités du Groupe. Une liste de 20 bonnes pratiques a été diffusée à l'ensemble des unités. Des programmes de réduction de la consommation de papier sont mis en œuvre au niveau des sites. Par exemple, au siège d'AREVA, une initiative émanant de jeunes cadres de différentes directions fonctionnelles a défini un plan visant à maîtriser la gestion du papier et à permettre l'emploi d'handicapés pour l'activité de reprographie. Ce projet (ORPHEA) a été primé dans le cadre des AREVA Sustainable Development Awards et a été depuis mis en œuvre.

Au niveau du Groupe, la consommation de papier par salarié est passé de 35,5 kg, en 2004, à 31 kg en 2005.

5.3.3.4. Déchets

Le protocole de reporting développement durable a été approfondi en 2005, avec notamment l'introduction de la notion de déchets traités en interne afin de mettre en valeur les sites ayant investi dans des installations de traitement de leurs déchets (réduction des transports, responsabilité du producteur qui assume le traitement…).

Déchets conventionnels

En 2005, leur production s'élève à 60 332 tonnes et se décompose comme suit :

- 14 098 tonnes de déchets industriels dangereux (DID) dont 82 % liées à une activité normale,
- 40 962 tonnes de déchets industriels banals (DIB) dont 89 % liées à une activité normale,
- 5 272 tonnes de déchets inertes (DI).

Sur le périmètre correspondant à ces résultats, la part valorisée est de :

- 36 % pour les déchets industriels dangereux,
- 61 % pour les déchets industriels banals.

Afin de réduire les déchets ultimes, des programmes d'amélioration sont en cours dans toutes les installations du Groupe pour :

- limiter et maîtriser la production de déchets à la source :
  - démarrage d'actions sur les déchets d'emballage, avec implication des services Achats (site de T&D Villeurbanne) ou des fournisseurs (T&D Fabrègues : modification des conditionnements permettant d'obtenir des déchets non souillés et donc valorisables),
  - sur certains sites Cezus, utilisation de chiffons en textile lavables à la place de chiffons en papier jetables, permettant ainsi de réduire les quantités de déchets produites,
- favoriser le tri, par la mise en place de bennes permettant une collecte sélective des déchets (Melox, Tricastin) ou par la réalisation de centres de tri internes (AREVA NC La Hague et AREVA NC Marcoule),
- privilégier le recyclage et la valorisation des déchets en sélectionnant les filières de traitement les plus adaptées : dans ce cadre, une étude a été menée sur les sites AREVA NP Europe afin d'identifier les bonnes pratiques,
- améliorer le traitement et le conditionnement des déchets non valorisables.

Une journée technique sur le thème des déchets s'est déroulée afin de permettre aux sites d'échanger sur cette problématique et d'échanger sur les bonnes pratiques.

Cas des PCB/PCT

Les PCB (Polychlorobiphényles) et PCT (Polychloroterphényles) sont des substances chimiques nocives qui étaient utilisées dans la fabrication et l'exploitation de matériels de distribution électrique. Les filiales d'AREVA ont précédé depuis plusieurs années la directive européenne (96/59 du 16 septembre 1996), qui fixe la date limite de leur élimination à 2010. AREVA s'est engagée à remplacer progressivement les appareils restants dans le cadre d'un plan agréé par le Ministère de l'Écologie et du Développement Durable et inclus dans le plan national approuvé par arrêté du 26 février 2003. En 2005, 129 transformateurs contenant ces substances ont été éliminés en France. Au 31 décembre 2005, 511 appareils restaient à éliminer.

Déchets radioactifs

Les déchets issus des activités nucléaires sont classés selon deux critères :

- l'intensité de la radioactivité qu'ils contiennent (déchets de très faible, faible, moyenne, et haute activité) ;
- leur durée de vie, traduite par la période radioactive, c'est-à-dire le temps au bout duquel l'activité initiale du déchet est divisée par deux (déchets à vie courte qui ont une période radioactive inférieure à 30 ans et déchets à vie longue qui ont une période radioactive supérieure à 30 ans).

Chaque type de déchet nécessite un mode de gestion spécifique.

En France, les déchets de très faible activité (TFA) sont stockés sur le centre de stockage que l'Andra exploite à Morvilliers.

Les déchets de faible et moyenne activité à vie courte (FMA-VC) sont stockés dans un centre de surface également exploités par l'Andra : le centre de l'Aube à Soulaines.

Pour les déchets de moyenne activité à vie longue (MA-VL) et de haute activité (HA), des études sont actuellement en cours en application de la loi "Bataille" de 1991 (codifiée aux articles L. 542-1 et suivants du Code de l'environnement), qui a défini trois axes de recherche pour la gestion de ces déchets : séparation et transmutation des éléments radioactifs à vie longue, stockage dans les formations géologiques profondes, notamment grâce à la réalisation de laboratoires souterrains, conditionnement et entreposage de longue durée en surface.

Ce processus doit conduire le gouvernement à adresser au parlement, avant le 30 décembre 2006, un rapport global d'évaluation de ces recherches accompagné d'un projet de loi autorisant le cas échéant, la création d'un centre de stockage des déchets radioactifs à haute activité et à vie longue.

Dans ce contexte, les déchets produits par le Groupe dans le cadre de son activité (déchets technologiques, résines échangeuses, boues) et le cas échéant des opérations de démantèlement des installations ne représentent globalement en France qu'une fraction faible (quelques % en radioactivité contenue) de l'ensemble des déchets radioactifs générés par la production d'électricité d'origine nucléaire.

Les efforts portent d'année en année sur la réduction des volumes de ces déchets. Le Groupe a mis en place fin 2005 des indicateurs permettant de mieux rendre compte de manière consolidée et synthétique des progrès réalisés dans ce domaine. Un premier

bilan de ces évolutions sera réalisé fin 2006. Les conditions dans lesquelles le Groupe provisionne les charges liées au stockage définitif des déchets radioactifs sont précisées dans la Note 25 de l'annexe des comptes consolidés.

De plus, AREVA a continué en 2005 à développer sa démarche de gestion exhaustive des déchets historiques et des matières en attente présents sur les différents sites du Groupe, en systématisant la mise en place d'outils informatisés d'inventaire, en engageant des programmes de reprise et conditionnement des déchets anciens (RCD) et en planifiant la gestion des déchets de démantèlement de ses installations.

En France, l'Andra réalise un inventaire de l'ensemble des déchets radioactifs. Cet inventaire est public et peut être consulté sur son site Internet. Il fournit toutes les informations disponibles sur les déchets radioactifs inventoriés en France y compris ceux détenus sur les sites du Groupe.

Par ailleurs, le Groupe participe à une gestion responsable des déchets radioactifs générés par l'industrie nucléaire en offrant des solutions pour assurer en toute sécurité leur entreposage, leur traitement, leur conditionnement et, le cas échéant, leur transport. Les déchets dont le Groupe est "détenteur" et non "producteur" au sens de l'article L. 541-2 du Code de l'environnement sont principalement les déchets radioactifs de haute activité à vie longue (HAVL) qui appartiennent à ses clients (électriciens) et leur sont restitués à l'issue de la période de traitement de leurs combustibles usés.

Dans le cas d'EDF, le service offert par le Groupe comprend également l'entreposage des déchets radioactifs dans des installations adéquates et sécurisées en attendant que soient définies par la loi les modalités de leur gestion à long terme. EDF en reste propriétaire. AREVA en assume la responsabilité de détention, dans la limite des dispositions relatives à la responsabilité civile nucléaire prévue par la loi n° 68-943 du 30 octobre 1968 modifiée, relative à la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire.

Les autres déchets directement évacuables en stockage (faible et très faible activité) y sont envoyés, expédiés au fur à mesure et ne présentent pas de stocks significatifs sur les sites du Groupe. Les déchets issus des combustibles usés appartenant à des clients étrangers sont renvoyés à ces clients dès que les délais techniques le permettent conformément à l'article L. 542-2 du Code de l'environnement.

Des investissements ont été engagés sur certains sites pour améliorer l'entreposage et le conditionnement des déchets radioactifs :

- sur le site de Cezus Jarrie (France), la construction d'un bâtiment d'entreposage dédié aux déchets radifères a permis de prendre en compte spécifiquement plusieurs risques identifiés comme la ventilation du radon en exploitation normale, ou comme la gestion de situation d'inondation ;
- sur le site de MELOX Marcoule (France), la modification des conditions d'entreposage de déchets a permis d'accroître de 25 % leur capacité ;
- sur le site de Pierrelatte (France), la mise en actif d'un atelier de réduction de volume a été réalisée pour découper les diffuseurs et les conduites en aluminium des usines de diffusions en cours de démantèlement.

En terme d'évacuation des déchets, de nombreux certificats d'acceptation au Centre de stockage très faible activité (CSTFA) de l'Andra, ont été obtenus par les établissements du Groupe pour des lots de déchets de natures différentes résultant de l'exploitation comme du démantèlement ou de l'assainissement des sites.

5.3.3.5. Rejets aqueux

Le cycle du combustible nucléaire est caractérisé par les faibles quantités de matières traitées. Il s'en suit de faibles quantités globales de réactifs pour l'extraction, la chimie de l'uranium et le traitement des combustibles usés. Certains rejets de substances chimiques, azote notamment avec 838 tonnes d'azote total en 2005 (930 tonnes en 2004, 1 102 tonnes en 2003), sont cependant significatifs dans les Business Unit Chimie et Traitement et font l'objet de programmes de réduction dans le cadre général de la démarche de progrès continu du Groupe.

Les rejets d'uranium de l'ensemble des sites industriels français du Groupe dans les milieux aquatiques s'élèvent globalement à 1,4 tonne en 2005 (2 tonnes en 2004, 2,4 tonnes en 2003). À titre de comparaison, à lui seul le Rhône charrie chaque année environ 70 tonnes d'uranium d'origine naturelle (Source : rapport environnement Eurodif et AREVA NC Pierrelatte).

Des investissements ont été engagés sur certains sites pour améliorer le traitement des rejets aqueux :

- Sur le site de Cezus Jarrie (France), la construction de deux stations d'épuration (investissement de 2 millions d'euros) a permis de diviser par dix les rejets liquides en trois ans.
- Une station de recyclage des acides fluonitriques usés a été construite en 2005 sur le site de Cezus Rugles.

5.3.3.6. Rejets atmosphériques

Bien que limités, certains rejets gazeux liés aux activités du Groupe contribuent au réchauffement climatique, à l'appauvrissement de la couche d'ozone et à la pollution atmosphérique. Il s'agit principalement :

- des émissions directes de gaz à effet de serre (GES) liées à la combustion d'énergies fossiles, ainsi qu'à certains rejets fluorés (SF6) des activités chimiques et de fabrication de matériel électrique et azotés (N_2O) des activités utilisatrices d'acide nitrique ;

- des émissions indirectes liées à la consommation d'électricité, des rejets gazeux tels que les composés organiques volatils (COV), les gaz acidifiants, les gaz appauvrissant la couche d'ozone.

Gaz à effet de serre

Trois sites du Groupe, La Hague, Marcoule, Comurhex Malvési, figurent dans le Plan National d'Allocation des Quotas pour leur installation de combustion de plus de 20 MW. La mise en place du système en 2005 n'a occasionné aucune difficulté particulière. Globalement, les allocations sont supérieures aux émissions. Pour l'année 2005, le Groupe est excédentaire de 36 123 quotas CO_2.

Les émissions directes de GES du groupe AREVA en 2005 ont été d'environ 1 277 000 tonnes. Elles sont liées pour 27 % aux énergies fossiles, pour 21 % à l'hexafluorure de souffre (SF_6) et à 48 % au protoxyde d'azote (N_2O).

La hausse par rapport à 2004 s'explique par l'amélioration du reporting en particulier dans la prise en compte du protoxyde d'azote. En effet, le protoxyde d'azote (N_2O), qui est un des gaz du protocole de Kyoto, a un pouvoir de réchauffement global élevé (296) et les mesures d'émissions de N_2O ont été améliorées dans l'activité conversion de la BU Chimie passant de 899 à 2 087 tonnes.

Les émissions de SF_6 ont deux origines :

- le traitement d'élimination des traces de fluor dans les fumées du procédé de fluoration, avec une contribution de l'ordre de 100 000 tonnes équivalent CO_2/an. Différentes solutions ont été étudiées pour supprimer ces émissions de SF_6. La solution retenue consiste à orienter les évents fluorés vers l'étage de fluoration secondaire de la structure de production d'UF_6. Le fluor contenu dans les évents destiné à être neutralisé sera ainsi valorisé pour produire de l'UF_6 et non plus détruit dans une installation spécifique. Cette modification sera opérationnelle fin 2006.

- l'utilisation de SF_6 pour la fabrication d'appareils électriques pour l'isolation et la coupure de l'arc électrique, avec une contribution de l'ordre de 170 000 tonnes équivalent CO_2/an ; une approche de type éco-conception des produits vise à minimiser régulièrement les rejets de SF_6 au niveau de la fabrication des équipements ainsi que tout au long de leur exploitation jusqu'à leur fin de vie. Un plan d'actions a été mis en place pour l'activité *Transmission & Distribution* visant à réduire de 30 % les émissions de SF_6 avant fin 2005 (pour les contributeurs principaux : sensibilisation, audits, amélioration des inventaires, amélioration des performances des équipements mettant en oeuvre le SF_6, formation...). La réalisation du plan d'actions a permis une diminution de 19 % des émissions de SF_6 sur le périmètre Transmission & Distribution.

Composés organiques volatils

Les émissions de COV ont augmenté de 15 % environ entre 2004 et 2005 pour deux raisons : amélioration du reporting des bilans matière et augmentation significative des émissions des mines CRI Canada, liée à l'activité.

Gaz appauvrissant la couche d'ozone

Les émissions de gaz appauvrissant la couche d'ozone sont de 1 343 kg équivalent CFC11 et diminuent chaque année de manière significative (- 59 % entre 2004 et 2005). Cette constante diminution s'explique par une réglementation contraignante, impliquant l'éradication progressive de ces substances au fur et à mesure des rénovations de matériel.

5.3.3.7. Rejets radioactifs

Rejets radioactifs liquides : période 1976 - 2003

Dans le cadre du nouvel arrêté de l'usine de La Hague, les études de recherche et développement pour valider la faisabilité d'une réduction supplémentaire des rejets radioactifs et chimiques de La Hague se sont poursuivies en 2005 en lien avec les Autorités de Sûreté. Un dossier doit être présenté en 2006 aux Autorités de Sûreté.

Depuis 1997, les sites nucléaires français publient annuellement des rapports environnementaux diffusés au public où sont détaillés les rejets radioactifs et leurs évolutions.

5.3.3.8. Nuisances olfactives et sonores

Les actions nécessaires ont été menées en 2003 et ce point n'est plus identifié comme critique sur l'ensemble du Groupe.

5.3.4. RENFORCEMENT DES RELATIONS AVEC LES PARTIES PRENANTES EXTERNES

L'engagement du Groupe dans la démarche développement durable donne aujourd'hui aux relations avec les parties prenantes une nouvelle dimension, en plaçant le dialogue et la concertation au centre de la responsabilité sociétale du Groupe.

Le référentiel d'autoévaluation du groupe AREVA Way lui consacre d'ailleurs un thème dédié, l'engagement n°9 "Dialogue et concertation".

Ce qu'AREVA entend par cet engagement va au-delà de la communication ou de la simple fourniture d'informations. Il s'agit d'écouter nos parties prenantes, soit tous les publics concernés par nos activités, pour comprendre leurs attentes et les prendre en compte dans un souci d'amélioration continue.

Dans cet esprit, deux processus ont été engagés, au niveau du Groupe et de ses sites.

5.3.4.1. Démarche de concertation au niveau Corporate

Avec la notation sociale réalisée par Innovest, la Stakeholders Session a été un des moments forts de l'année 2005 dans la politique de dialogue et concertation du Groupe.

Cette démarche de concertation des parties prenantes externes s'est déroulée en deux temps. Une première session d'écoute des parties prenantes et une deuxième session de réponse d'AREVA ont eu lieu respectivement le 14 septembre 2004 et le 9 février 2005.

La Stakeholders Session a permis d'écouter les analyses et les attentes d'un panel de parties prenantes et d'enrichir les réflexions d'AREVA sur sa stratégie de développement durable.

Le Comité 21, instance de référence du développement durable en France, a joué le rôle d'intermédiaire indépendant et d'organisateur de ce processus.

Du côté des parties prenantes externes, le Comité 21 a choisi une quinzaine d'organisations représentatives des mondes associatif (ONG de protection de l'environnement, de développement Nord/Sud, de solidarité, de défense des droits de l'Homme), économique et syndical, d'institutions nationales et internationales.

Pour AREVA, les principales directions stratégiques et opérationnelles du Groupe ont été mobilisées : développement durable et progrès continu, stratégie, communication, communication financière, recherche et innovation, ressources humaines ainsi que la direction sûreté, sécurité et santé.

La consultation s'est déroulée suivant un processus formel, précisé par un certain nombre de règles qui garantissent notamment la sérénité et la confidentialité des débats. Le Comité 21 a réalisé une synthèse de cette Stakeholders Session. Disponible sur internet, ce document résume entre autres les engagements qu'AREVA a pris lors de ces échanges.

5.3.4.2. La cartographie des parties prenantes locales

La démarche de cartographie des parties prenantes locales engagée dès 2003 sur les sites de AREVA NC La Hague (France), des anciennes mines du Limousin (France) et de Lingen (Allemagne) est achevée, à fin 2004, sur ces trois sites, ainsi que sur le site de Richland (États-Unis).

Le Groupe a utilisé les retours d'expérience de ces sites pilotes pour finaliser une méthodologie à destination des sites du Groupe qui l'appliquent progressivement depuis début 2005. S'agissant de ce déploiement, la priorité a été donnée aux grands sites nucléaires, ainsi qu'aux sites classés SEVESO.

Cette méthode conduit les sites à confronter leur perception des attentes des parties prenantes locales aux attentes réelles de ces acteurs. Ils précisent ainsi leurs véritables enjeux économiques, sociaux, sociétaux et environnementaux et les moyens de dialogue assurant la meilleure compréhension réciproque.

En 2005, plus de 150 parties prenantes ont été interviewées par un tiers indépendant autour d'une dizaine de nos sites.

Ces cartographies ne sont qu'un premier pas qui permettra, via la mise en place de plans d'actions, de favoriser le développement des relations et de partenariats entre nos sites industriels et les acteurs de leur environnement.

5.3.4.3. La politique de mécénat d'AREVA

La politique de mécénat du groupe AREVA a pour objet, tant en France qu'à l'international, de traduire par des réalisations concrètes, la politique de dialogue de l'entreprise avec ses parties prenantes. Les projets s'inscrivent dans le prolongement des métiers d'AREVA et accompagnent les développements de l'entreprise dans les pays où elle est implantée.

L'engagement du Groupe n'a de sens que s'il est partagé par ses collaborateurs, c'est pourquoi ils sont régulièrement associés à ses actions.

Faisant suite à une consultation interne, il a été décidé de privilégier les initiatives dans les domaines suivants :

- énergie et changement climatique,
- transmission et vulgarisation des savoirs,
- développement Nord/Sud.

Afin de formaliser ses engagements et de leur donner plus de lisibilité, une Fondation d'entreprise AREVA devrait être créée courant 2006.

5.4. Comptes consolidés

5.4.1. RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Mesdames, Messieurs les actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée Générale, nous avons procédé au contrôle des comptes consolidés de la société AREVA (Société des Participations du Commissariat à l'Energie Atomique) relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2005, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Directoire. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes. Ces comptes ont été préparés pour la première fois conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne. Ils comprennent à titre comparatif les données relatives à l'exercice 2004 retraitées selon les mêmes règles à l'exception des normes IAS 32 et IAS 39 qui, conformément à l'option offerte par la norme IFRS 1, ne sont appliquées par la société qu'à compter du 1er janvier 2005.

I - Opinion sur les comptes consolidés

Nous avons effectué notre audit selon les normes professionnelles applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à examiner, par sondages, les éléments probants justifiant les données contenues dans ces comptes. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis et les estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes et à apprécier leur présentation d'ensemble. Nous estimons que nos contrôles fournissent une base raisonnable à l'opinion exprimée ci-après.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière, ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les modalités d'évaluation des actifs et des passifs de fin de cycle décrites en notes 1.18 et 25 de l'annexe. Cette évaluation qui résulte, comme indiqué en note 1.1 de l'annexe, des meilleures estimations de la Direction, est sensible aux hypothèses retenues en termes de devis, d'échéanciers de décaissements, de taux d'actualisation ainsi qu'à l'issue des négociations en cours avec EDF.

II - Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

- Nous avons examiné le traitement comptable retenu par la Société pour les options de vente détenues par les actionnaires minoritaires de filiales du groupe. Dans l'attente d'une prise de position des organismes normalisateurs sur la contrepartie de la dette comptabilisée, nous avons examiné l'option retenue par le Groupe et nous nous sommes assurés que la note 1.19.1 de l'annexe donne une information appropriée à cet égard.

- Comme indiqué ci-dessus, l'évaluation des provisions pour démantèlement et reprise de déchets, dont le montant figurant au bilan s'élève à 4 490 millions d'euros a été effectuée en conformité avec les méthodes comptables, les règles et modalités d'évaluation décrites en note 1.18 et 25 l'annexe. En contrepartie de ces provisions, le groupe constate un actif de démantèlement dont le montant net s'établit à 2 208 millions d'euros. Comme indiqué au paragraphe 1.18 de l'annexe, cet actif correspond à la quote-part devant être financée par des tiers, d'une part, et à la part restant à la charge du groupe qui est amortie sur la durée de vie des installations concernées, d'autre part.

  Dans le cadre de nos travaux, nous avons revu les estimations des passifs de démantèlement et de la quote-part devant être financée par des tiers en appréciant le caractère raisonnable des hypothèses retenues et en tenant compte, en particulier, de l'évolution des devis et des négociations en cours avec EDF et de la traduction dans les comptes d'une nouvelle estimation sur le coût du stockage profond résultant des conclusions rendues au second semestre 2005 par un goupe de travail constitué sous l'égide de la Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières.

- Les actifs non courants comprennent, pour un montant net de 2 798 millions d'euros, les actifs financiers dédiés au financement du démantèlement dont les objectifs de gestion sont rappelés dans la note 14 de l'annexe. Ces actifs financiers, constitués pour l'essentiel de lignes d'actions détenues en direct et de parts de FCP actions dédiés, font l'objet d'une évaluation régulière dont les principes sont décrits dans la note 1.13.1 de l'annexe. Dans le cadre de nos travaux, nous avons apprécié la correcte et constante application des méthodes d'évaluation et de détermination des dépréciations durables.

- Votre Groupe constate les résultats sur les contrats de longue durée selon les modalités décrites en note 1.8 de l'annexe. Sur la base des informations qui nous ont été communiquées, nos travaux ont consisté notamment à apprécier les données et les hypothèses établies par la Direction, en particulier le niveau des risques inhérents à ces contrats, sur lesquelles se fondent les estimations de leurs résultats à terminaison et leurs évolutions, revoir les calculs effectués et examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction. Nous avons procédé à l'appréciation du caractère raisonnable de ces estimations.

- Les écarts d'acquisition, dont le montant net figurant au bilan au 31 décembre 2005 s'établit à 2 095 millions d'euros, ont fait l'objet de tests de perte de valeurs selon les modalités décrites en notes 1.10 et 10 de l'annexe. Nous avons examiné les modalités de réalisation de ces tests, fondés sur l'actualisation des flux futurs de trésorerie des activités concernées, nous avons apprécié la cohérence des hypothèses retenues avec les données prévisionnelles issues des plans stratégiques établis par le Groupe et nous avons vérifié que les notes 1.10 et 10 de l'annexe donnent une information appropriée.

- Le contrat d'acquisition des activités T&D d'Alstom est assorti de clauses de garanties générale et spécifiques. Les conditions de mise en jeu de ces garanties qui pourraient avoir un effet sur le prix d'acquisition, d'une part, et sur la couverture de certains risques mentionnés en annexe, d'autre part, sont décrites en notes 2.1.1 et note 35 de l'annexe. Nos travaux ont consisté à prendre connaissance des risques susceptibles d'être couverts par ces garanties et à apprécier leurs modalités de mise en œuvre.

- S'agissant des risques et litiges, nous avons examiné les procédures en vigueur dans votre groupe permettant leur recensement, leur évaluation et leur traduction comptable. Nous nous sommes assurés que les incertitudes éventuelles identifiées à l'occasion de la mise en œuvre de cette procédure étaient décrites de façon appropriée dans les notes annexes aux états financiers et notamment en note 35.
- Le rapport du Président du Conseil de Surveillance portant sur les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière mentionne, pour AREVA T&D, la poursuite de la mise aux normes du groupe AREVA et des progrès restant à réaliser dans certaines filiales. Dans ce contexte, notre approche d'audit a été adaptée et a consisté notamment à élargir, comme en 2004, le périmètre des entités de T&D revues.

Comme indiqué en note 1.1 de l'annexe, ces estimations sont susceptibles d'évoluer en fonction de l'évolution des hypothèses les sous-tendant ou de conditions différentes et les réalisations pourraient différer des estimations actuelles.

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

III - Vérification spécifique

Par ailleurs, nous avons également procédé à la vérification des informations données dans le rapport sur la gestion du groupe, conformément aux normes professionnelles applicables en France. Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Fait à Paris, le 9 mars 2006

Les Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associés		Mazars & Guérard		Salustro Reydel Membre de KPMG International
Pascal Colin	Jean-Paul Picard	Thierry Blanchetier	Michel Rosse	Denis Marangé

5.4.2. COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en millions d'euros)	Notes en annexe	2005	2004*
Chiffre d'affaires	3	**10 125**	**9 821**
Autres produits de l'activité		7	7
Coût des produits et services vendus		(7 852)	(7 478)
Marge brute		**2 280**	**2 350**
Frais de recherche et développement		(328)	(327)
Frais commerciaux		(478)	(500)
Frais généraux et administratifs		(724)	(684)
Autres charges et produits opérationnels		(4)	(103)
Résultat opérationnel courant		**746**	**735**
Coût des restructurations et des plans de cessation anticipée d'activité	6	(138)	(205)
Autres charges et produits non courants	6	(56)	29
Résultat opérationnel		**551**	**558**
Produits de trésorerie et d'équivalents de trésorerie		59	54
Coût de l'endettement financier brut		(42)	(27)
Coût de l'endettement financier net		**17**	**27**
Autres charges et produits financiers	7	(30)	(30)
Résultat financier	7	**(13)**	**(3)**
Impôts sur les résultats	8	**(146)**	**(124)**
Résultat net d'ensemble des entreprises intégrées		**393**	**431**
Quote-part dans les résultats des sociétés associées mises en équivalence		153	128
Intérêts minoritaires		(95)	(139)
Résultat net d'impôt des activités poursuivies		**451**	**420**
Résultat net d'impôt des activités cédées	9	598	31
Résultat net part du Groupe		**1 049**	**451**
Nombre moyen d'actions		35 442 701	35 442 701
Résultat net des activités poursuivies par action		12,72	11,83
Résultat net par action		29,60	12,71
Résultat net par action dilué (1)		29,60	12,71

** Hors IAS 32 et 39.*

(1) Areva n'a pas mis en place d'instruments dilutifs sur son capital.

Les comptes de résultat consolidés des exercices 2004 et 2003 en normes comptables françaises ont été publiés au paragraphe 5.4.2, page 242 du document de référence 2004 déposé auprès de l'AMF le 18 avril 2005, et page 172 du document de référence 2003 déposé auprès de l'AMF le 29 avril 2004.

5.4.3. BILAN CONSOLIDÉ

ACTIF *(en millions d'euros)*	Notes en annexe	31 décembre 2005	1er janvier 2005*	31 décembre 2004**	1er janvier 2004**
Actifs non courants		**15 786**	**14 441**	**13 131**	**11 829**
Goodwills sur entreprises intégrées	10	2 095	2 206	1 649	1 152
Autres immobilisations incorporelles	11	761	597	597	469
Immobilisations corporelles	13	3 542	3 865	3 865	3 619
Dont : actifs de fin de cycle (part propre)	*12*	*163*	*162*	*162*	*171*
Actifs de fin de cycle (part des tiers)	12	2 045	2 015	2 015	2 115
Actifs de couverture des opérations de fin de cycle	14	2 798	2 508	2 391	2 234
Titres des sociétés associées mises en équivalence	15	1 288	1 313	1 334	1 597
Autres actifs financiers non courants	16	2 365	1 490	799	421
Actifs du régime de pension		-	10	10	17
Actifs d'impôts différés		892	439	471	205
Actifs courants		**9 060**	**8 096**	**8 296**	**10 732**
Actifs de fin de cycle de Marcoule		-	-	-	3 500
Stocks et en-cours	17	2 272	2 125	2 097	1 627
Clients et comptes rattachés	18	3 793	3 291	3 290	2 234
Autres créances opérationnelles	19	914	977	860	735
Impôts courants – actif		172	116	116	133
Autres créances non opérationnelles		142	269	270	45
Trésorerie et équivalents de trésorerie	20	1 484	1 055	1 054	1 367
Autres actifs financiers courants	21	264	263	609	1 091
Actifs des activités destinées à être cédées		**19**	**-**	**-**	**-**
Total actif		**24 846**	**22 537**	**21 427**	**22 561**

** Avec IAS 32 et 39.*

*** Hors IAS 32 et 39.*

PASSIF *(en millions d'euros)*	Notes en annexe	31 décembre 2005	1er janvier 2005*	31 décembre 2004**	1er janvier 2004**
Capitaux propres et intérêts minoritaires		**6 590**	**5 297**	**5 310**	**5 316**
Capital		1 347	1 347	1 347	1 347
Primes et réserves consolidées		2 891	2 780	2 836	3 061
Gains et pertes latents différés		992	420	-	-
Réserves de conversion		83	(70)	(70)	-
Résultat net de l'exercice – part du Groupe		1 049	451	451	-
Intérêts minoritaires		228	369	746	908
Passifs non courants		**8 179**	**7 721**	**6 722**	**6 291**
Avantages du personnel	24	1 096	1 031	1 031	799
Provisions pour opérations de fin de cycle	25	4 490	4 332	4 332	4 330
Autres provisions non courantes	26	91	66	66	73
Dettes financières non courantes	27	1 637	1 681	744	671
Passifs d'impôts différés		865	611	549	418
Passifs courants		**10 077**	**9 519**	**9 395**	**10 954**
Provision pour opérations de fin de cycle Marcoule	25	-	-	-	3 945
Provisions courantes	26	1 331	1 305	1 323	990
Dettes financières courantes	27	379	203	199	164
Avances et acomptes reçus	28	4 671	4 326	4 326	3 615
Fournisseurs et comptes rattachés		1 939	1 695	1 691	1 009
Autres dettes opérationnelles	29	1 644	1 545	1 412	1 160
Impôts courants – passif		99	91	91	71
Autres dettes non opérationnelles	29	1	354	353	-
Passifs des activités destinées à être cédées		**13**	**-**	**-**	**-**
Total passif		**24 846**	**22 537**	**21 427**	**22 561**

** Avec IAS 32 et 39.*

*** Hors IAS 32 et 39.*

Les bilans consolidés aux 31 décembre 2004 et 2003 en normes comptables françaises ont été publiés au paragraphe 5.4.3., page 243 du document de référence 2004 déposé auprès de l'AMF le 18 avril 2005, et page 173 du Document de référence 2003 déposé auprès de l'AMF le 29 avril 2004.

5.4.4. TABLEAU DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

(en millions d'euros)	Notes en annexe	2005	2004
Résultat net – part du Groupe		**1 049**	**451**
Intérêts minoritaires		95	139
Résultat net de l'ensemble		**1 144**	**590**
Moins : résultat des activités cédées		(598)	-
Résultat net des activités poursuivies		**544**	**590**
Perte (profit) des sociétés associées		(153)	(128)
Dotation nette aux amortissements et dépréciations des immobilisations et des valeurs mobilières de placement de plus de trois mois		507	516
Perte de valeur des goodwills		-	9
Dotation nette aux provisions pour risques et charges		109	(500)
Effet net des désactualisations d'actifs et de provisions		169	151
Charge d'impôts (courants et différés)		146	160
Intérêts nets compris dans le coût de l'endettement financier		(13)	(12)
Perte (profit) sur cession d'actifs immobilisés et valeurs mobilières de placement de plus de trois mois, variation de juste valeur		(123)	(99)
Autres éléments sans effet de trésorerie		(14)	20
Capacité d'autofinancement avant intérêts et impôts		**1 173**	**707**
Intérêts nets reçus (versés)		2	19
Impôts versés		(119)	(117)
Capacité d'autofinancement après intérêts et impôts		**1 056**	**609**
Variation du besoin en fonds de roulement	30	(286)	303
Flux net de trésorerie généré par l'activité		**770**	**912**
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles		(535)	(519)
Acquisitions d'immobilisations financières		(727)	(1 431)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		66	105
Cessions d'immobilisations financières		429	692
Dividendes reçus des sociétés associées		29	27
Flux net de trésorerie lié aux opérations d'investissement		**(739)**	**(1 127)**
Augmentations de capital souscrites par les actionnaires minoritaires des sociétés intégrées		9	-
Dividendes versés aux actionnaires de la société mère		(340)	(220)
Dividendes versés aux actionnaires minoritaires des sociétés intégrées		(81)	(65)
Augmentation (diminution) des dettes financières		19	12
Flux net de trésorerie lié aux opérations de financement		**(392)**	**(273)**
Diminution (augmentation) des titres détenus aux fins de transaction à plus de trois mois		(9)	133
Impact des variations de taux de change		(7)	16
Flux net de trésorerie généré par les activités cédées	30	**853**	**-**
Variation de la trésorerie nette		**475**	**(339)**
Trésorerie nette à l'ouverture de l'exercice		945	1 284
Trésorerie à la clôture	20	**1 484**	**1 054**
Moins : concours bancaires courants et comptes courants financiers créditeurs		(65)	(109)
Trésorerie nette à la clôture de l'exercice		**1 419**	**945**

La "trésorerie nette" prise en compte pour l'établissement du tableau des flux de trésorerie se compose :

- de la "Trésorerie et équivalents de trésorerie", (cf. Note 20) qui inclut :
  – les disponibilités et comptes courants financiers, et
  – les titres détenus aux fins de transaction sans risque à moins de trois mois à l'origine et les SICAV monétaires ;
- sous déduction des concours bancaires et des comptes courants financiers créditeurs, compris dans les dettes financières courantes (cf. Note 27).

Les tableaux des flux de trésorerie consolidés des exercices 2004 et 2003 en normes comptables françaises ont été publiés au paragraphe 5.4.4., page 244 du document de référence 2004 déposé auprès de l'AMF le 18 avril 2005, et page 174 du document de référence 2003 déposé auprès de l'AMF le 29 avril 2004.

5.4.5. VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

(en millions d'euros)	Nombres d'actions et de certificats d'investissement	Capital	Primes et réserves consolidées	Réserves de conversion	Gains et pertes latents différés sur instruments financiers	Total capitaux propres part du Groupe	Intérêts minoritaires	Total capitaux propres et intérêts minoritaires
1er janvier 2004 (hors IAS 32 et 39)	**35 442 701**	**1 347**	**3 061**	**-**	**-**	**4 408**	**908**	**5 316**
Résultat de l'exercice 2004	-	-	451	-	-	451	139	590
Dividendes distribués *	-	-	(220)	-	-	(220)	(65)	(285)
Variation de périmètre	-	-	-	-	-	-	(240)	(240)
Changements de méthode comptable et autres mouvements	-	-	-	-	-	-	-	-
Écarts de conversion	-	-	(5)	(70)	-	(75)	5	(70)
31 décembre 2004 (hors IAS 32 et 39)	**35 442 701**	**1 347**	**3 287**	**(70)**	**-**	**4 564**	**746**	**5 310**
IMPACTS DE LA PREMIÈRE APPLICATION DES NORMES IAS 32 et 39								
Effet sur les réserves	-	-	(56)	-	-	(56)	(394)	(450)
Gains et pertes latents différés nets d'impôt :								
– instruments de couverture de flux de trésorerie	-	-	-	-	12	12	7	19
– variation de valeur des titres disponibles à la vente	-	-	-	-	408	408	10	418
31 décembre 2004 (avec IAS 32 et 39)	**35 442 701**	**1 347**	**3 231**	**(70)**	**420**	**4 928**	**369**	**5 297**
Résultat de l'exercice 2005	-	-	1 049	-	-	1 049	95	1 144
Dividendes distribués *	-	-	(340)	-	-	(340)	(81)	(421)
Variation de périmètre	-	-	-	-	-	-	(189)	(189)
Changements de méthode comptable et autres mouvements	-	-	-	-	-	-	-	-
Variation des gains et pertes latents différés nets d'impôt :								
– instruments de couverture de flux de trésorerie	-	-	-	-	(4)	(4)	(5)	(9)
– variation de valeur des titres disponibles à la vente	-	-	-	-	576	576	16	592
Écarts de conversion	-	-	-	153	-	153	23	176
31 décembre 2005	**35 442 701**	**1 347**	**3 940**	**83**	**992**	**6 362**	**228**	**6 590**
* Dividende distribué par action *(en euros)* :								
– en 2004 au titre de 2003			6,20					
– en 2005 au titre de 2004			9,59					

Les tableaux de variation des capitaux propres consolidés des exercices 2004 et 2003 en normes comptables françaises ont été publiés au paragraphe 5.4.5., page 245 du document de référence 2004 déposé auprès de l'AMF le 18 avril 2005, et page 175 du document de référence 2003 déposé auprès de l'AMF le 29 avril 2004.

5.4.6. INFORMATION SECTORIELLE

PAR PÔLE D'ACTIVITÉ

Exercice 2005

Résultats

(en millions d'euros)	Amont	Réacteurs et Services	Aval	Transmission & Distribution	Corporate	Éliminations	Total Groupe
Chiffre d'affaires brut	**2 712**	**2 469**	**2 147**	**3 212**	**233**	**(647)**	**10 125**
Ventes inter – pôles *	(81)	(121)	(226)	-	(219)	647	0
Chiffre d'affaires contributif	2 631	2 348	1 921	3 212	14	-	10 125
Résultat opérationnel courant	385	97	222	102	(61)	1	746
% du CA brut	14,2 %	3,9 %	10,3 %	3,2 %	n.a.	-	7,4 %
Résultat opérationnel	**374**	**87**	**208**	**(61)**	**(58)**	**1**	**551**
% du CA brut	13,8 %	3,5 %	9,7 %	(1,9 %)	n.a.	-	5,4 %
Dotations aux amortissements des actifs corporels et incorporels	(153)	(61)	(200)	(78)	(2)	-	(493)
Dépréciations d'actifs corporels et incorporels	(1)	-	-	-	-	-	(1)
Dotations aux provisions	26	(26)	(45)	(96)	(2)	-	(132)

** Les prix de transfert utilisés pour les ventes inter-pôles reflètent les conditions normales de marché.*

Bilan

(en millions d'euros, sauf effectifs)	Amont	Réacteurs et Services	Aval	Transmission & Distribution	Corporate	Éliminations	Total Groupe
Actifs corporels et incorporels (y compris goodwills)	1 554	606	2 079	950	1 205	5	6 399
Actifs de couverture des opérations de fin de cycle	443	48	4 352	-	-	-	4 843
Autres actifs non courants	-	-	-	-	4 545	-	4 545
Sous-total actifs non courants	**1 998**	**654**	**6 431**	**950**	**5 750**	**5**	**15 787**
Stocks et créances (hors impôts)	1 891	1 614	1 372	2 268	304	(328)	7 121
Autres actifs courants	-	-	-	-	1 939	-	1 939
Sous-total actifs courants	**1 891**	**1 614**	**1 372**	**2 268**	**2 242**	**(328)**	**9 060**
Total actifs	**3 888**	**2 268**	**7 803**	**3 218**	**7 992**	**(323)**	**24 847**
Avantages du personnel & provisions non courantes	1 106	260	4 025	245	41	-	5 676
Autres passifs non courants	-	-	-	-	2 502	-	2 502
Sous-total passifs non courants	**1 106**	**260**	**4 025**	**244**	**2 543**	**-**	**8 179**
Provisions courantes	188	249	389	429	76	-	1 331
Avances, acomptes & dettes hors impôts	1 106	1 807	3 562	1 929	194	(342)	8 255
Autres passifs courants	-	-	-	-	492	-	492
Sous-total actifs courants	**1 294**	**2 056**	**3 951**	**2 358**	**762**	**(342)**	**10 078**
Total passifs	**2 401**	**2 316**	**7 975**	**2 602**	**3 305**	**(342)**	**18 257**
Effectifs	11 047	14 323	10 864	22 094	432	-	58 760

Exercice 2004

(hors activités cédées en 2005 pour les données de résultat, incluant ces activités pour les données de bilan)

Résultats

(en millions d'euros)	Amont	Réacteurs et Services	Aval	FCI	Transmission & Distribution	Corporate	Éliminations	Total Groupe
Chiffre d'affaires brut	**2 599**	**2 308**	**2 124**	**n.a.**	**3 186**	**182**	**(578)**	**9 821**
Ventes inter-pôles *	(75)	(162)	(178)	-	(0)	(163)	578	0
Chiffre d'affaires contributif	2 524	2 146	1 946	n.a.	3 186	19	-	9 821
Résultat opérationnel courant	397	124	242	n.a.	39	(68)	3	735
% du CA brut	15,3 %	5,4 %	11,4 %	-	1,2 %	n.a.		7,4 %
Résultat opérationnel	**370**	**95**	**228**	**n.a.**	**(103)**	**(34)**	**2**	**558**
% du CA brut	14,2 %	4,1 %	10,8 %	-	(3,2 %)	n.a.	-	5,8 %
Dotations aux amortissements des actifs corporels et incorporels	(125)	(56)	(223)	n.a.	(76)	(9)	-	(489)
Dépréciations d'actifs corporels et incorporels	-	-	-	-	-	(9)	-	(9)
Dotations aux provisions	36	35	398	n.a.	(50)	(10)	-	409

** Les prix de transfert utilisés pour les ventes inter-pôles reflètent les conditions normales de marché.*

Bilan

(en millions d'euros, sauf effectifs)	Amont	Réacteurs et Services	Aval	FCI	Transmission & Distribution	Corporate	Éliminations	Total Groupe
Actifs corporels et incorporels (y compris goodwills)	1 308	456	2 203	627	1 028	485	4	6 111
Actifs de couverture des opérations de fin de cycle	406	48	3 952	-	-	-	-	4 406
Autres actifs non courants	-	-	-	-	-	2 614		2 614
Sous-total actifs non-courants	**1 714**	**504**	**6 045**	**627**	**1 028**	**3 099**	**4**	**13 131**
Stocks et créances (hors impôts)	1 600	1 496	1 162	382	1 859	266	(248)	6 519
Autres actifs courants	-	-	-	-	-	1 778	-	1 778
Sous-total actifs courants	**1 600**	**1 496**	**1 162**	**382**	**1 859**	**2 044**	**(248)**	**8 296**
Total actifs	**3 314**	**2 001**	**7 317**	**1 009**	**2 886**	**5 143**	**(243)**	**21 427**
Avantages du personnel & provisions non courantes	1 004	268	3 852	84	182	40	-	5 430
Autres passifs non courants	-	-	-	-	-	1 292	-	1 292
Sous-total passifs non courants	**1 004**	**268**	**3 852**	**84**	**182**	**1 332**		**6 722**
Provisions courantes	217	210	369	90	352	81	3	1 323
Avances, acomptes & dettes hors impôts	874	1 465	3 615	266	1 618	207	(264)	7 782
Autres passifs courants	-	-	-	-	-	290	-	290
Sous-total actifs courants	**874**	**1 465**	**3 615**	**266**	**1 618**	**578**	**2**	**9 395**
Total passifs	**2 095**	**1 943**	**7 836**	**441**	**2 152**	**1 910**	**(261)**	**16 117**
Effectifs	10 952	14 066	10 697	12 160	21 816	378	-	70 069

Voir également section 5.1.3.2.

PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE

Exercice 2005

Chiffre d'affaires par zone de localisation des clients

(en millions d'euros)	Amont	Réacteurs et Services	Aval	Transmission & Distribution	Corporate	Total Groupe
France	1 116	873	1 104	270	8	3 371
Europe (hors France)	604	702	511	1 204	1	3 022
Amérique	631	626	118	482	4	1 861
Asie Pacifique	229	115	187	648	1	1 180
Afrique et Moyen-Orient	51	31	0	596	0	678
Autres pays	0	1	0	12	0	13
Total	**2 631**	**2 348**	**1 920**	**3 212**	**14**	**10 125**

Solde de clôture des actifs corporels et incorporels nets (hors goodwills) au 31 décembre 2005 par zone géographique d'origine des unités

(en millions d'euros)	Amont	Réacteurs et Services	Aval	Transmission & Distribution	Corporate	Total Groupe
France	367	157	1 970	133	51	2 679
Europe (hors France)	152	80	0	169	9	410
Amérique	730	81	10	61	31	913
Asie Pacifique	4	0	0	87	1	93
Afrique et Moyen-Orient	47	0	0	1	0	48
Total	**1 300**	**318**	**1 981**	**451**	**92**	**4 141**

Acquisition d'actifs corporels et incorporels nets (hors goodwills) au 31 décembre 2005 par zone géographique d'origine des unités

(en millions d'euros)	Amont	Réacteurs et Services	Aval	Transmission & Distribution	Corporate	Total Groupe
France	114	74	67	19	12	286
Europe (hors France)	46	53	0	16	0	115
Amérique	81	26	3	10	1	120
Asie Pacifique	4	0	0	14	0	18
Afrique et Moyen-Orient	12	0	0	0	0	12
Total	**256**	**153**	**70**	**60**	**13**	**552**

Exercice 2004

(hors activités cédées)

Chiffre d'affaires zone de localisation des clients

(en millions d'euros)	Amont	Réacteurs et Services	Aval	Transmission & Distribution	Corporate	Total Groupe
France	1 051	844	1 027	208	7	3 137
Europe (hors France)	558	530	403	1 155	1	2 647
Amérique	623	658	138	448	10	1 877
Asie Pacifique	252	91	377	716	1	1 437
Afrique et Moyen-Orient	41	23	1	649	0	714
Autres pays	0	0	0	9	0	9
Total	**2 525**	**2 146**	**1 946**	**3 185**	**19**	**9 821**

Actifs corporels et incorporels nets (hors goodwills) au 31 décembre 2004

(en millions d'euros)	Amont	Réacteurs et Services	Aval	Transmission & Distribution	Total Énergie	Connectique	Corporate	Total Groupe
France	352	110	2 199	151	2 813	53	57	2 922
Europe (hors France)	137	45	0	190	372	109	7	489
Amérique	587	58	8	47	700	13	26	739
Asie Pacifique	5	1	0	74	80	188	0	268
Afrique et Moyen-Orient	42	0	0	0	43	0	0	43
Total	**1 123**	**213**	**2 207**	**463**	**4 007**	**363**	**91**	**4 461**

5.5. Annexe aux comptes consolidés

Tous les montants sont présentés en millions d'euros, sauf indication contraire. Certains totaux peuvent présenter des écarts d'arrondis.

INTRODUCTION

Les comptes consolidés d'AREVA pour l'exercice du 1er janvier au 31 décembre 2005 ont été arrêtés par le Directoire du 2 mars 2006 et examinés par le Conseil de Surveillance du 8 mars 2006. Ils sont soumis à l'approbation de l'Assemblée Générale des Actionnaires de mai 2006.

NOTE 1. NOTE SUR LES PRINCIPES COMPTABLES

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002, les comptes consolidés d'AREVA sont établis en conformité avec les normes internationales de présentation de l'information financière IFRS telles qu'adoptées par l'Union européenne au 31 décembre 2005. Elles comprennent les normes internationales IAS et IFRS ainsi que les interprétations émises par l'International Financial Reporting Interpretations Committee ("IFRIC") et par l'ancien Standing Interpretation Committee ("SIC").

Toutes les normes et interprétations appliquées par le groupe AREVA dans les présents comptes sont compatibles avec les directives européennes d'une part et les normes et interprétations adoptées par l'Union européenne d'autre part.

Les comptes consolidés du groupe AREVA publiés avant l'exercice 2005 étaient établis en conformité avec les règles et méthodes comptables relatives aux comptes consolidés approuvées par arrêté du 22 juin 1999 portant homologation du règlement 99-02 modifié par le règlement n° 2004-03 du CRC (Comité de réglementation comptable). Le groupe AREVA appliquait les méthodes préférentielles recommandées par le règlement 99-02.

Options retenues pour la première application des normes IFRS au 1er janvier 2004

Les normes IFRS, telles qu'adoptées par l'Union européenne et applicables au 31 décembre 2005, ont été appliquées avec effet rétroactif au 1er janvier 2004 conformément aux dispositions de la norme IFRS 1 "Première adoption des normes IFRS", à l'exception de certaines exemptions prévues par cette norme :

- Regroupements d'entreprises

  AREVA applique les dispositions de la norme IFRS 3 à compter du 1er janvier 2004 et n'a pas retraité les regroupements d'entreprises antérieurs à cette date.

- Évaluation des actifs corporels et incorporels

  AREVA n'a pas retenu l'option d'évaluer certains actifs corporels et incorporels à leur juste valeur dans le bilan d'ouverture ; de ce fait, les immobilisations corporelles et incorporelles restent évaluées selon la méthode du coût amorti.

- Avantages du personnel

  AREVA a opté pour la reconnaissance en capitaux propres au 1er janvier 2004 de la totalité des écarts actuariels non comptabilisés dans le bilan au 31 décembre 2003. Les incidences chiffrées de l'application de cette option sont indiquées dans la Note 38. Par ailleurs, AREVA maintient la méthode dite du "corridor" pour les pertes et gains latents résultant de changements d'hypothèses et d'écarts d'expérience postérieurs au 1er janvier 2004 sur ses engagements de retraite et avantages assimilés.

- Opérations de fin de cycle des activités nucléaires

  AREVA provisionne les opérations de fin de cycle de ses activités nucléaires conformément à la norme IAS 37. En contrepartie, le Groupe comptabilise un actif de fin de cycle constitué de deux éléments : la part financée par AREVA ("actif de fin de cycle – part propre"), et la part financée par des clients ("actif de fin de cycle – part des tiers"). AREVA a opté pour l'application de l'exemption prévue par les révisions apportées à la norme IFRS 1 suite à la publication de l'interprétation IFRIC 1 "Variation des passifs relatifs au démantèlement, à la remise en état et obligations similaires". Cette interprétation prévoit que l'actif de fin de cycle soit recalculé en valeur actualisée à l'origine puis amorti sur la base d'un amortissement linéaire entre la date de mise en service et la date prévisionnelle de fin d'exploitation de l'installation. À ce titre, la valeur de l'actif de fin de cycle – part propre au 1er janvier 2004 a été calculée en actualisant les flux de trésorerie prévisionnels en arrière jusqu'à la date de mise en

service des installations concernées. Cette valeur a été amortie à compter de la date de mise en service jusqu'au 1er janvier 2004 au prorata de la durée d'utilisation telle qu'elle est estimée à cette date. Les incidences chiffrées de l'application de cette méthode sont indiquées dans la Note 38.

- Réserves de conversion

  AREVA a opté pour le reclassement de ses réserves de conversion cumulées au 1er janvier 2004 en réserves consolidées, sans incidence sur les capitaux propres du Groupe.

- Normes IAS 32 et 39 relatives aux instruments financiers

  AREVA a opté pour l'application des normes IAS 32 et IAS 39 relatives aux instruments financiers à compter du 1er janvier 2005 sans retraitement des comptes de l'exercice 2004 ; les incidences chiffrées de la première application de ces normes sur le bilan au 1er janvier 2005 sont indiquées dans la Note 39.

  Les autres options offertes par la norme IFRS 1 n'ont pas été retenues par le Groupe ou ne lui sont pas applicables.

Options retenues pour l'application anticipée de certaines normes et interprétations, et de certains amendements aux normes IFRS aux 31 décembre 2004 et 2005

- L'Union européenne a adopté, postérieurement au mois de juin 2005, plusieurs nouvelles normes IFRS ainsi que des amendements à des normes IFRS existantes. Ces nouvelles normes et ces amendements seront applicables de façon obligatoire aux exercices ouverts postérieurement au 31 décembre 2005, mais leur application anticipée est autorisée de façon optionnelle.

  AREVA n'a pas retenu cette option et n'applique donc pas par anticipation ces normes et amendements dans ses comptes aux 31 décembre 2004 et 2005.

  Par conséquent, les états financiers de AREVA au 31 décembre 2005 n'intègrent pas les éventuels impacts des normes et interprétations publiées au 31 décembre 2005 mais dont l'application n'est obligatoire qu'à compter des exercices ouverts à partir du 1er janvier 2006 et 2007.

  L'incidence de l'application de ces normes et interprétations sur les états financiers d'AREVA pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2006 est en cours d'évaluation.

D'autre part, STMicroelectronics n'a pas, dans les délais d'arrêté des comptes d'AREVA, publié le détail des impacts de l'application du référentiel IFRS dans ses comptes. En conséquence, la valorisation des titres détenus par AREVA dans cette société associée, ainsi que la quote-part d'AREVA dans son résultat, ne font pas l'objet de l'ensemble des retraitements IFRS qui pourront s'avérer nécessaires. Le Groupe intègrera ces retraitements dans ses premiers comptes consolidés établis postérieurement à la publication par STMicroelectronics de l'incidence du passage aux IFRS sur ses comptes.

Les informations relatives aux impacts de la transition aux IFRS sur l'exercice 2004 figurent dans la Note 38.

Certains travaux de retraitement des comptes 2004 aux normes IFRS ayant été terminés en 2005, le bilan d'ouverture au 1er janvier 2004, le compte de résultat IFRS pour l'exercice 2004 ainsi que les bilans au 1er janvier 2004 et au 31 décembre 2004 présentés ci-après ont été modifiés au cours de l'exercice 2005.

Les corrections apportées aux comptes IFRS 2004 publiés à titre préliminaire au paragraphe 5.1.9. du rapport annuel 2004 sont commentées dans la Note 38.

1.1. Estimations et jugements

Pour établir ses comptes, AREVA doit procéder à des estimations et faire des hypothèses qui affectent la valeur comptable de certains éléments d'actifs ou de passifs, des produits et des charges, ainsi que les informations données dans certaines notes de l'annexe. AREVA revoit ses estimations et appréciations de manière régulière pour prendre en compte l'expérience passée et les autres facteurs jugés pertinents au regard des conditions économiques. En fonction de l'évolution de ces hypothèses ou de conditions différentes, les montants figurant dans ses futurs états financiers pourraient différer des estimations actuelles.

Ces estimations et hypothèses concernent principalement :

- les marges prévisionnelles sur les contrats à long terme (cf. Note 1.8.),
- les flux de trésorerie prévisionnels et les taux d'actualisation et de croissance utilisés pour réaliser les tests de dépréciation des goodwills (cf. Note 1.10.),
- les flux de trésorerie prévisionnels et les taux d'actualisation et de croissance utilisés pour valoriser les engagements de rachats d'actions aux actionnaires minoritaires de filiales (cf. Note 1.19.),
- l'ensemble des hypothèses utilisées pour évaluer les engagements de retraite et autres avantages du personnel, notamment les taux d'évolution des salaires et d'actualisation, l'âge de départ des employés et la rotation des effectifs (cf. Note 1.16.),
- l'ensemble des hypothèses utilisées pour évaluer les provisions pour opérations de fin de cycle et les actifs correspondants, notamment :
  - les devis prévisionnels de ces opérations,
  - les taux d'inflation et d'actualisation,
  - l'échéancier prévisionnel des dépenses,
  - la durée d'exploitation des installations,
  - la quote-part financée par des tiers, (cf. Note 1.18.)
- les estimations relatives à l'issue des litiges en cours, et de manière générale à l'ensemble des provisions et passifs éventuels du groupe AREVA (cf. Note 1.17.).

1.2. Présentation des états financiers

AREVA présente ses états financiers conformément à la norme IAS 1.

1.2.1. Présentation du bilan

Le bilan est présenté suivant la distinction entre actifs courants et non courants, passifs courants et non courants conformément à la norme IAS 1.

Les actifs et passifs courants sont ceux qui sont destinés à la vente ou à la consommation dans le cadre du cycle d'exploitation, ou qui doivent être réalisés dans un délai de 12 mois après la date de clôture.

Afin de faciliter la lecture du bilan, AREVA présente l'ensemble des rubriques relatives à ses opérations de fin de cycle sur des lignes spécifiques en actifs et passifs non courants pour la totalité de leur montant : ainsi, les provisions pour opérations de fin de cycle sont présentées en passifs non courants ; les actifs de fin de cycle correspondant à la part des tiers dans le financement des obligations sont présentés en actifs non courants. Les actifs financiers dédiés à la couverture de ces obligations sont isolés dans une rubrique de l'actif non courant qui regroupe l'ensemble du portefeuille d'actions et les parts de fonds communs de Placement actions et obligations dédiés ainsi que les liquidités temporaires du fonds.

Les provisions au titre des avantages du personnel sont également présentées en passifs non courants pour leur montant global.

Les actifs ou groupes d'actifs non courants détenus en vue de la vente, ainsi que les actifs et passifs des activités destinées à être cédées sont regroupés dans des rubriques spécifiques du bilan conformément à la norme IFRS 5.

1.2.2. Présentation du compte de résultat

En l'absence de précisions de l'IAS 1, le compte de résultat est présenté conformément à la recommandation 2004-R.02 du Conseil National de la Comptabilité.

- Le résultat opérationnel se décompose entre un résultat opérationnel courant et des éléments opérationnels non courants.
- Le résultat opérationnel est présenté selon une analyse des charges par fonction.

  Les éléments opérationnels non courants comprennent :

  – le coût des restructurations et des plans de cessation anticipée d'activité des salariés ;

  – les pertes de valeur des goodwills ;

  – les pertes de valeur et les résultats de cession des actifs corporels et incorporels ;

  – le résultat des déconsolidations de filiales (sauf lorsqu'elles sont qualifiées d'activités cédées conformément à la norme IFRS 5, car elles sont alors présentées sur une ligne spécifique du compte de résultat).

- Le résultat financier se décompose entre :

  – le coût de l'endettement brut ;

  – les produits de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ;

  – les autres charges et produits financiers, qui comprennent notamment :
  - les dividendes reçus ;
  - les dépréciations durables et les résultats de cession des titres disponibles à la vente ;
  - les variations de valeur et les résultats de cession des titres détenus aux fins de transaction ;
  - la désactualisation des provisions pour opérations de fin de cycle et pour avantages du personnel.

- Le résultat net d'impôt des activités cédées répondant aux critères de la norme IFRS 5 est présenté dans une rubrique séparée du compte de résultat.

  Il inclut le résultat net de ces activités pendant l'exercice jusqu'à la date de leur cession, et le résultat net de la cession elle-même.

1.2.3. Présentation du tableau des flux de trésorerie

Le tableau des flux de trésorerie est présenté conformément à la recommandation 2004-R.02 du Conseil National de la Comptabilité. AREVA a adopté la présentation suivant la "méthode indirecte" en partant du résultat net consolidé.

Les impôts payés, les intérêts payés et reçus ainsi que les dividendes reçus sont présentés parmi les flux de trésorerie d'exploitation, à l'exception des dividendes reçus des sociétés associées mises en équivalence, qui sont inclus dans les flux de trésorerie d'investissement.

La capacité d'autofinancement est présentée avant impôt, dividendes et intérêts.

Conformément à la norme IFRS 5, les flux de trésorerie nets des activités cédées sont présentés dans une rubrique séparée du tableau des flux de trésorerie.

Cette rubrique inclut les flux de trésorerie nets générés par les activités cédées jusqu'à la date de leur cession, ainsi que les flux de trésorerie hors impôts générés par la cession elle-même.

1.3. Méthodes de consolidation

Les comptes consolidés regroupent les états financiers arrêtés au 31 décembre 2005 d'AREVA et de ses filiales dont elle a le contrôle ou dans lesquelles elle exerce soit un contrôle conjoint, soit une influence notable sur la gestion et la politique financière.

- Les sociétés dont AREVA a le contrôle sont consolidées selon la méthode de l'intégration globale (y compris les "entités ad hoc"). Le contrôle est le pouvoir direct ou indirect de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entreprise afin de tirer avantage de ses activités.
- Les sociétés sur lesquelles AREVA exerce un contrôle conjoint sont consolidées selon la méthode de l'intégration proportionnelle.
- Les sociétés dans lesquelles AREVA exerce une influence notable sur la gestion et la politique financière ("sociétés associées") sont consolidées selon la méthode de la mise en équivalence. L'influence notable est présumée lorsque le Groupe détient une participation supérieure ou égale à 20 %.

La part des minoritaires dans les sociétés contrôlées dont les capitaux propres sont négatifs est prise en charge en totalité par le Groupe sauf accord explicite de prise en charge par les minoritaires concernés ou lorsque le financement par ces derniers n'est pas remis en cause.

Toutes les transactions internes significatives sont éliminées en consolidation.

1.4. Conversion des états financiers des sociétés étrangères

La monnaie de présentation des comptes du groupe AREVA est l'euro.

La monnaie fonctionnelle des sociétés étrangères du Groupe est généralement leur monnaie locale ; cependant, lorsque la majorité des opérations d'une société est effectuée dans une autre monnaie, cette dernière est retenue comme monnaie fonctionnelle.

Les comptes des sociétés étrangères du Groupe sont établis dans leur monnaie fonctionnelle, puis convertis en euros pour les besoins de la consolidation des états financiers selon les règles suivantes :

- les postes du bilan (y compris les goodwills) sont convertis au taux de change de clôture, à l'exception des éléments de capitaux propres qui sont maintenus aux taux historiques,
- les opérations du compte de résultat et du tableau des flux de trésorerie sont converties aux taux de change moyens annuels,
- les différences de conversion sur le résultat et les capitaux propres sont portées directement en capitaux propres sous la rubrique "Réserves de conversion" pour la part du Groupe. Lors de la cession d'une société étrangère, les différences de conversion comptabilisées en capitaux propres s'y rapportant sont reconnues en résultat.

1.5. Information sectorielle

L'information sectorielle publiée par AREVA se décline à deux niveaux :

- Premier niveau : information par secteur d'activité, correspondant aux quatre pôles opérationnels du Groupe : Amont, Réacteurs et Services, Aval, Transmission & Distribution, ainsi qu'un pôle "Corporate".

  Les informations communiquées par secteur d'activité se rapportent uniquement aux éléments opérationnels du bilan et du compte de résultat (chiffre d'affaires, résultat opérationnel, goodwills, actifs corporels et incorporels non courants, autres actifs et passifs opérationnels) et aux effectifs. En effet, AREVA a adopté une gestion centralisée de ses actifs et passifs financiers ainsi que de sa fiscalité ; les éléments correspondants du bilan et du compte de résultat ne sont pas affectés aux pôles opérationnels, mais présentés en totalité dans le pôle "Corporate".

- Second niveau : information par secteur géographique.

  Le chiffre d'affaires consolidé d'AREVA est réparti entre les cinq zones géographiques suivantes en fonction de la destination des ventes :

  – France,
  – Europe hors France,
  – Amérique (Nord et Sud),
  – Asie - Pacifique,
  – Afrique et Moyen-Orient

1.6. Regroupements d'entreprises – goodwills

La prise de contrôle d'activités ou de sociétés est comptabilisée selon la méthode du "coût d'acquisition", selon les dispositions de la norme IFRS 3 pour les opérations de regroupement postérieures au 1er janvier 2004.

Les actifs, passifs et passifs éventuels de l'entreprise acquise qui répondent à la définition d'actifs ou passifs identifiables sont reconnus à leur juste valeur à la date d'acquisition, à l'exception des secteurs d'activité et des actifs non courants de l'entité acquise destinés à être cédés suivant la définition de IFRS 5, qui sont valorisés au plus

faible de la juste valeur nette des coûts de sortie ou de la valeur comptable des actifs concernés. La date d'acquisition, à partir de laquelle AREVA consolide les comptes de l'entreprise acquise, correspond à la date de sa prise de contrôle effective.

Les coûts de restructuration et les autres coûts de l'entreprise acquise consécutifs au regroupement et qui répondent à la date de l'acquisition aux critères de constitution de provisions fixés par la norme IAS 37 sont inclus dans les passifs acquis ; les coûts engagés postérieurement à la date d'acquisition sont comptabilisés dans le compte de résultat opérationnel de l'exercice au cours duquel ils sont encourus ou lorsqu'ils répondent aux critères de la norme IAS 37.

Les passifs éventuels de l'entreprise acquise sont reconnus comme des passifs et sont comptabilisés à leur juste valeur à la date d'acquisition.

La différence entre le prix de revient de l'activité ou des titres de la société acquise, et la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels correspondants à la date d'acquisition, est constatée à l'actif du bilan en goodwill si elle est positive, ou en résultat de l'année d'acquisition si elle est négative.

Les intérêts minoritaires sont initialement évalués à la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels reconnus à la date d'acquisition, au prorata du pourcentage d'intérêt détenu par les actionnaires minoritaires.

L'évaluation des actifs, passifs et passifs éventuels de l'entreprise acquise peut être ajustée dans un délai de douze mois à compter de la date d'acquisition ; au-delà de ce délai, le montant du goodwill ne peut être modifié que dans des cas très spécifiques : ajustement du prix, corrections d'erreurs, ou reconnaissance ultérieure d'un actif d'impôt différé qui ne répondait pas aux critères d'activation à la date du regroupement.

Les goodwills ne font pas l'objet d'amortissements récurrents, mais des pertes de valeur sont constatées si cela s'avère nécessaire sur la base des résultats des tests de dépréciation.

Pour la réalisation des tests de dépréciation, les goodwills sont affectés à chacune des unités génératrices de trésorerie (UGT) auxquelles ils se rattachent en fonction de l'organisation mise en place par le Groupe. (La définition d'une UGT et la méthodologie des tests de dépréciation sont décrites dans la Note 1.10.)

Les unités génératrices de trésorerie auxquelles un goodwill est affecté font l'objet de tests de dépréciation de valeur au moins une fois par an, ou plus fréquemment s'il existe un indice de perte de valeur.

Si la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie est inférieure à la valeur comptable de ses actifs, la perte de valeur est affectée en priorité au goodwill, puis aux autres actifs non courants de l'UGT (immobilisations corporelles et incorporelles) au prorata de leur valeur comptable.

Une perte de valeur comptabilisée sur un goodwill a un caractère irréversible et ne peut donc pas être reprise.

Lors de la cession d'une unité consolidée, le montant des goodwills affectés à cette unité est inclus dans la valeur comptable nette de l'unité cédée et est donc pris en compte pour déterminer le résultat de la cession.

1.7. Reconnaissance du chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est évalué à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir.

Il est évalué net de remises et de taxes sur le chiffre d'affaires.

Le chiffre d'affaires est constaté lorsqu'il y a transfert des risques et avantages vers l'acheteur, ce qui coïncide généralement avec le transfert de propriété ou la réalisation du service.

Il comprend :

- le chiffre d'affaires reconnu suivant la méthode de l'avancement sur les contrats à long terme (cf. Note 1.8. ci-après) ;
- le chiffre d'affaires autre que sur contrats à long terme, qui inclut :
  - les ventes de biens (produits et marchandises) ;
  - les prestations de services.

Le chiffre d'affaires n'est pas reconnu sur les opérations dans lesquelles l'unité agit uniquement comme intermédiaire sans encourir les risques et avantages relatifs aux biens concernés, ainsi que les opérations de négoce de matières : il s'agit principalement de l'activité de trading d'uranium.

Le chiffre d'affaires relatif à ces opérations est constitué uniquement de la marge de l'unité.

1.8. Chiffre d'affaires comptabilisé suivant la méthode de l'avancement

Le chiffre d'affaires et la marge sur les contrats à long terme sont comptabilisés selon la méthode de l'avancement, conformément aux prescriptions de la norme IAS 11 pour ce qui concerne les contrats de construction, et de la norme IAS 18 pour ce qui concerne les prestations de services.

En application de cette méthode, le chiffre d'affaires et le résultat des contrats à long terme sont reconnus au fur et à mesure de l'avancement ; suivant les contrats, la méthode utilisée est celle de l'avancement par les coûts ou celle de l'avancement technique.

- Selon la méthode de l'avancement par les coûts, le pourcentage d'avancement est le rapport entre les coûts encourus (coûts des travaux ou services réalisés et validés à la clôture des comptes) et les coûts totaux prévisionnels du contrat, dans la limite de l'avancement physique ou technique à la date de clôture.

- Selon la méthode de l'avancement technique, un pourcentage prédéterminé, sur la base de la répartition des coûts prévisionnels initiaux du contrat, est attribué à chaque stade d'avancement du contrat ; le chiffre d'affaires et les coûts reconnus à la clôture de l'exercice sont égaux au pourcentage du chiffre d'affaires et des coûts prévisionnels du contrat correspondant au stade d'avancement atteint à cette date.

Les produits financiers résultant des conditions financières contractuelles se traduisant par des excédents significatifs de trésorerie pendant tout ou partie de la durée du contrat sont inclus dans les produits du contrat et comptabilisés en chiffre d'affaires au prorata de l'avancement.

Lorsque le résultat à terminaison d'un contrat ne peut être estimé de façon fiable, les coûts sont comptabilisés en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus et les produits sont comptabilisés dans la limite des coûts encourus et recouvrables : la marge dégagée sur le contrat est donc nulle.

Lorsque le résultat estimé à terminaison est négatif, la perte à terminaison est constatée immédiatement en résultat sous déduction de la perte déjà comptabilisée à l'avancement, et fait l'objet d'une provision.

1.9. Évaluation des actifs corporels et incorporels

1.9.1. Évaluation initiale

AREVA n'a pas retenu l'option d'évaluation de certains actifs corporels et incorporels à la juste valeur ; de ce fait, les immobilisations corporelles et incorporelles sont évaluées selon la méthode du coût amorti.

1.9.2. Non incorporation des coûts d'emprunt

AREVA n'a pas retenu l'option autorisée par la norme IAS 23, et n'incorpore par conséquent pas de coûts d'emprunt dans la valorisation des actifs corporels et incorporels.

1.9.3. Actifs incorporels

Dépenses de recherche et développement

Les dépenses de recherche engagées par AREVA pour son propre compte sont comptabilisées en charges.

Les dépenses de recherche et développement financées par des clients dans le cadre de contrats sont incluses dans le coût de revient de ces contrats et sont comptabilisées dans la rubrique "coût des produits et services vendus" lorsque le chiffre d'affaires de ces contrats est reconnu dans le compte de résultat.

Les dépenses relatives à un projet de développement sont comptabilisées en tant qu'actifs incorporels si ce projet répond aux six critères suivants, conformément à la norme IAS 38 :

- faisabilité technique,
- intention d'achever l'actif et de l'utiliser ou de le vendre,
- capacité à utiliser ou à vendre l'actif,
- probabilité d'avantages économiques futurs (existence d'un marché ou utilisation en interne),
- disponibilité de ressources financières nécessaires à l'achèvement,
- fiabilité de la mesure des dépenses attribuables à l'immobilisation.

Les coûts de développement capitalisés sont ensuite amortis sur la durée probable de vie de l'immobilisation incorporelle à partir de sa mise en service.

Les coûts passés en charges antérieurement à la date de capitalisation ne sont pas immobilisés.

Études et travaux d'exploration minière

Les études et travaux d'exploration minière sont évalués selon les règles suivantes : en l'absence de découverte d'un gisement laissant présager une probable exploitation commerciale, ces études et travaux sont inscrits en charges de l'exercice. Les frais de recherche minière se rapportant à un projet qui, à la date de clôture des comptes, a de sérieuses chances de réussite technique et de rentabilité commerciale sont immobilisés. Ils sont valorisés en incorporant des coûts indirects à l'exclusion des charges administratives. Les frais de recherche minière immobilisés sont amortis au prorata du tonnage extrait de ces réserves qu'ils ont permis d'identifier.

Quotas d'émission de gaz à effet de serre

Suite au retrait de l'interprétation IFRIC 3 et dans l'attente d'une position des organismes normalisateurs sur la comptabilisation des quotas d'émission de gaz à effet de serre, AREVA ne comptabilise aucun actif ni aucune provision aussi longtemps que ses émissions restent inférieures aux quotas qui lui ont été attribués.

AREVA n'intervient pas à titre spéculatif sur le marché des quotas de droits d'émission. Les seules opérations effectuées en 2005 sont des cessions de droits correspondant à l'excédent des quotas attribués aux unités du Groupe sur leurs émissions réelles de gaz carbonique ; le produit de ces cessions est comptabilisé au compte de résultat dans la rubrique "Autres produits opérationnels".

Autres actifs incorporels

Un actif incorporel est comptabilisé s'il est probable que les avantages économiques futurs iront à l'entreprise, et si le coût de cet actif peut être évalué de façon fiable, sur la base d'hypothèses raisonnables et documentées.

Les actifs incorporels sont évalués à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production.

Les goodwills et les marques générés en interne ne sont pas immobilisés.

Les actifs incorporels sont amortis suivant le mode estimé le plus représentatif de leur utilisation, à partir de la date de leur mise en service et sur la plus courte de leur durée d'utilisation probable ou, le cas échéant, de la durée de leur protection juridique.

Les actifs incorporels dont la durée d'utilisation n'est pas définie, tels que les marques, ne sont pas amortis mais font l'objet de tests de perte de valeur (cf. Note 1.10.).

1.9.4. Actifs corporels

Les actifs corporels sont évalués à leur coût d'acquisition ou de production incluant les dépenses de mise en service.

Ils sont amortis selon le mode estimé le plus représentatif de la dépréciation économique des biens, suivant la méthode des composants. Les terrains miniers sont amortis sur la durée de vie du gisement, les agencements et aménagements des terrains sur 10 ans, les constructions entre 10 et 45 ans, les installations techniques, matériels et outillages industriels autres que les installations nucléaires sur 5 à 10 ans, les installations générales et agencements divers sur 10 à 20 ans, les matériels de transport, matériels de bureau, matériels informatiques et mobiliers sur 3 à 10 ans.

Les actifs financés par des contrats de location financement qui, en substance, transfèrent la majeure partie des risques et avantages liés à la propriété de l'actif à AREVA sont comptabilisés au bilan en tant qu'actifs corporels, et sont amortis selon les modalités identiques à celles décrites ci-dessus. Les immobilisations financées par les clients sont amorties sur la même durée que les contrats qui les financent.

En ce qui concerne les installations nucléaires, le Groupe pratique un amortissement linéaire sur la durée de vie des installations concernées, mesurée en considération de la durée des portefeuilles de contrats, existant ou raisonnablement estimés, exécutés dans ces installations. Les durées d'amortissement ont été fixées sur cette base et dans la limite de la durée de vie technique des usines à des conditions économiques normales, soit pour les principales installations à :

- 2010 pour l'usine d'enrichissement du Tricastin à Pierrelatte (EURODIF) ;
- 2025 pour l'usine de traitement de combustibles usés de La Hague (COGEMA) ;
- 2027 pour l'usine de recyclage MOX à Marcoule (MELOX).

Ces durées seront révisées en cas d'évolution significative de l'horizon du carnet de commandes du Groupe.

Le Groupe a fait réaliser au cours de l'année 2005 une étude sur la pérennité technique des usines de La Hague et de MELOX. Cette étude a été validée par un contrôle externe effectué par le bureau Veritas. Compte tenu des données de conception de ces usines, du mode de fonctionnement, du retour d'expérience sur des installations similaires, et sous réserve d'un plan de maintenance et de jouvence régulier, cette étude valide l'hypothèse que ces installations seront capables de fonctionner sur l'horizon précité. Par ailleurs, ce dernier est cohérent avec l'engagement public d'EDF sur sa politique de traitement - recyclage et l'horizon contractuel en cours de négociation avec ce client. Le Groupe a décidé par conséquent d'étendre la durée des d'amortissements à 2025 pour La Hague et 2027 pour MELOX au lieu de respectivement 2015 et 2017, avec effet au 1er janvier 2005.

1.10. Pertes de valeur des actifs corporels et incorporels

Lors de chaque clôture, le Groupe doit apprécier s'il existe un indice de perte de valeur des actifs.

Des tests de dépréciation sont effectués systématiquement au moins une fois par an pour les actifs incorporels à durée de vie indéterminée, ou plus souvent s'il existe un indice de perte de valeur.

Des tests sont effectués dès qu'il existe un indice de perte de valeur pour les immobilisations corporelles et incorporelles à durée de vie définie.

Lorsqu'il n'est pas possible d'estimer la valeur recouvrable d'un actif individuel, le Groupe détermine la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle l'actif appartient.

Une unité génératrice de trésorerie est définie comme étant le plus petit ensemble d'actifs dont l'utilisation génère des entrées de trésorerie de façon indépendante des autres actifs ou ensemble d'actifs du Groupe.

Une perte de valeur est constatée lorsque la valeur recouvrable d'une Unité Génératrice de Trésorerie (UGT) est inférieure à la valeur nette comptable des actifs qui lui sont rattachés. La valeur recouvrable d'une UGT est la plus élevée :

- de sa valeur nette de réalisation,
- et de la valeur actualisée des flux de trésorerie prévisionnels qu'elle génère augmentée, le cas échéant, de sa valeur de sortie à la fin de sa durée de vie prévue.

Pour déterminer la valeur d'utilité, les flux de trésorerie futurs estimés sont actualisés selon un taux d'actualisation qui reflète les appréciations actuelles de la valeur temps de l'argent et le risque spécifique de l'actif en question.

Dans le cadre des tests de dépréciation des goodwills, les UGT du groupe AREVA correspondent généralement aux Business Units ; cependant, une UGT peut être constituée de plusieurs Business Units lorsque celles-ci sont étroitement interdépendantes.

1.11. Stocks et en-cours

Les stocks et les en-cours sont évalués à leur coût de revient pour les biens produits, à leur coût d'acquisition pour les biens acquis à titre onéreux. La méthode de valorisation utilisée est celle du "Premier entré, premier sorti" (FIFO), ou celle du "Coût unitaire moyen pondéré", suivant les catégories de stocks et en-cours.

Une dépréciation est constatée lorsque la valeur probable de réalisation d'un stock ou d'un en-cours est inférieure à son coût.

Les charges financières et les frais de recherche et développement à la charge d'AREVA ne sont pas pris en compte dans la valorisation des stocks et des en-cours. Par contre, le coût des programmes de recherche et développement financés par des clients participe à la valorisation des stocks et des en-cours.

Les stocks d'uranium de l'activité de trading sont valorisés en valeur de marché.

1.12. Créances clients

Les créances clients, dont l'échéance est généralement inférieure à un an, sont comptabilisées à leur valeur nominale.

Une dépréciation est constatée lorsqu'il existe un risque de non recouvrement, de façon à les ramener à leur valeur probable de réalisation.

1.13. Actifs financiers

Les actifs financiers se composent :

- des actifs financiers de couverture des opérations de fin de cycle,
- des autres titres disponibles à la vente,
- des prêts, avances et dépôts,
- des titres détenus aux fins de transaction,
- de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.

Ils sont valorisés conformément à la norme IAS 39.

Les achats et ventes normalisés d'actifs financiers sont comptabilisés en date de transaction.

1.13.1. Actifs financiers de couverture des opérations de fin de cycle

Cette rubrique regroupe l'ensemble des placements que AREVA a décidé de dédier au financement de ses obligations futures de fin de cycle des activités nucléaires : démantèlement des installations, reprise et conditionnement des déchets. Elle comprend des lignes d'actions cotées détenues de façon directe, des fonds communs de placement (FCP dédiés) actions, des FCP dédiés obligataires et monétaires, et des liquidités.

- Les actions cotées sont classées dans la catégorie des "titres disponibles à la vente" de la norme IAS 39 ; elles sont évaluées à leur juste valeur correspondant au dernier cours de Bourse de l'exercice ; les variations de valeur sont enregistrées dans un compte de capitaux propres "gains et pertes latents différés" pour leur montant net d'impôt, à l'exception des dépréciations durables qui sont enregistrées en résultat financier de l'exercice.

  Une dépréciation durable est constatée lorsque la moyenne mobile sur douze mois des cours de Bourse d'une ligne de titres est inférieure à 70 % de sa juste valeur initiale ; la dépréciation est alors calculée par différence entre le cours de Bourse à la clôture de l'exercice et la juste valeur initiale des titres.

  Les dépréciations durables des titres disponibles à la vente ont un caractère irréversible : elles sont reprises en résultat uniquement lors de la cession des titres. Une augmentation des cours de Bourse postérieure à la constatation d'une dépréciation durable est comptabilisée comme une variation de juste valeur en capitaux propres "gains et pertes latents différés".
- AREVA ne consolide pas ligne à ligne les actifs de ses FCP dédiés dans la mesure où la société n'intervient pas dans leur gestion qui est effectuée par des sociétés de gestion de premier plan indépendantes du Groupe. La gestion de ces fonds s'apprécie par référence à l'indice des grandes valeurs européennes MSCI dans le cadre d'une limite stricte de risque ; elle est en outre encadrée

par les règles d'investissement et de division des risques fixées par la réglementation sur les OPCVM, ces fonds étant agréés par l'Autorité des marchés financiers.

De plus, AREVA respecte les conditions mentionnées dans le rapport d'étape du Conseil National de la Comptabilité sur la comptabilisation des OPCVM dédiés publié en août 2005 ; ce cadre de référence a été retenu au 31 décembre 2005 dans l'attente d'une prise de position de l'IFRIC sur les conclusions du rapport du CNC.

En outre,

– AREVA ne contrôle pas les sociétés de gestion des FCP ;

– AREVA ne détient pas de droit de vote dans les FCP ;

– les FCP ne réalisent pas d'opérations directes ou indirectes sur les instruments financiers émis par AREVA ;

– les FCP réalisent exclusivement des placements financiers qui n'ont pas un caractère stratégique pour AREVA ;

– AREVA ne tire aucun avantage et ne supporte aucun risque, autres que ceux normalement associés aux placements dans les FCP et ceci proportionnellement à sa participation ;

– les FCP ne comportent pas d'endettement ou d'engagements passifs hormis ceux résultant de leurs opérations courantes.

En conséquence, les FCP dédiés sont inscrits au bilan sur une seule ligne, pour une valeur correspondant à la quote-part d'AREVA dans leur valeur liquidative à la date de clôture de l'exercice.

Compte tenu de l'objectif de détention à long terme des FCP dédiés au financement des opérations de fin de cycle, ils sont classés dans la catégorie des "titres disponibles à la vente" ; de ce fait, le traitement comptable des variations de valeur ainsi que les modalités d'évaluation et de comptabilisation des dépréciations durables sont identiques à ceux applicables aux lignes d'actions cotées détenues de façon directe.

1.13.2. Autres titres disponibles à la vente

Cette rubrique regroupe les autres actions détenues par AREVA dans des sociétés cotées, à l'exception de celles qui sont détenues dans des sociétés associées mises en équivalence et de celles qui sont détenues aux fins de transaction.

Elles sont évaluées de façon identique aux actions affectées au portefeuille dédié :

- juste valeur égale au dernier cours de Bourse de l'exercice ;
- variations de valeur enregistrées en capitaux propres ;
- dépréciations durables comptabilisées en résultat financier lorsque la moyenne mobile sur douze mois des cours de Bourse d'une ligne de titres est inférieure à 70 % de sa juste valeur initiale, et calculées par différence entre le cours de Bourse à la clôture de l'exercice et la juste valeur initiale.

Ce poste inclut également les titres de participation représentant les intérêts du Groupe dans le capital de sociétés non consolidées, soit parce que AREVA n'y exerce pas le contrôle et n'y détient pas une influence notable, soit en raison de leur caractère peu significatif. Ces titres sont valorisés à leur coût d'acquisition lorsqu'il est impossible d'évaluer leur juste valeur de manière fiable : titres de participation non cotés.

Une perte de valeur est constatée en résultat financier en cas de baisse durable de leur valeur, déterminée sur la base des critères financiers appropriés à la situation de chaque société, tels que : la quote-part des capitaux propres et les perspectives de rentabilité.

1.13.3. Prêts, avances et dépôts

Ce poste comprend principalement des créances rattachées à des participations non consolidées, des avances sur acquisitions de titres de participation et des dépôts et cautionnements.

Ils sont évalués suivant la méthode du coût amorti, et dépréciés lorsque leur valeur recouvrable est inférieure à leur valeur au bilan.

1.13.4. Titres détenus aux fins de transaction

Cette rubrique inclut les placements obligataires autres que ceux dédiés aux opérations de fin de cycle, des OPCVM mixtes actions – obligations.

Ils sont évalués en juste valeur sur la base de leur cotation ou de leur valeur liquidative à la date de clôture ; les variations de valeur sont enregistrées au compte de résultat financier de l'exercice.

1.13.5. Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie comprend les disponibilités bancaires et les comptes courants financiers avec des sociétés non consolidées.

Les équivalents de trésorerie se composent des placements sans risque dont l'échéance est inférieure ou égale à trois mois à l'origine ou qui peuvent être convertis en liquidités de façon quasi immédiate. Ils incluent notamment :

- des titres de créance négociables, évalués à leur valeur nominale estimée représenter la juste valeur,
- des titres d'OPCVM monétaires en euros, évalués à leur valeur liquidative à la date de clôture.

1.14. Actions d'autocontrôle

Les actions d'autocontrôle ne sont pas portées à l'actif du bilan, mais comptabilisées en déduction des capitaux propres consolidés à leur coût d'acquisition.

En application de cette règle, les actions d'autocontrôle détenues par des sociétés associées sont déduites des capitaux propres pris en compte pour leur mise en équivalence par AREVA.

1.15. Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités cédées

Conformément à la norme IFRS 5, les actifs non courants (actifs corporels et incorporels) sont considérés comme détenus en vue de la vente lorsqu'ils sont disponibles pour une cession immédiate dans leur état actuel et que leur vente est hautement probable dans un délai maximum de douze mois suivant la clôture de l'exercice.

Les activités en cours de cession correspondent à des branches d'activité principales et distinctes à l'intérieur du Groupe, pour lesquelles la Direction a engagé un plan de cession et un programme actif de recherche d'acquéreurs, et dont la vente est hautement probable dans un délai maximum de douze mois suivant la clôture de l'exercice.

Les actifs non courants détenus en vue de la vente et les actifs des activités cédées sont comptabilisés au plus faible de leur valeur nette comptable et de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente ; ils sont présentés dans une rubrique spécifique du bilan, et cessent d'être amortis à partir de leur classement dans cette catégorie.

Le résultat net des activités cédées ou en cours de cession est présenté dans une rubrique spécifique du compte de résultat, qui inclut le résultat net d'impôt de ces activités jusqu'à la date de leur cession, ainsi que le résultat net d'impôt de leur cession proprement dite.

Les flux de trésorerie nets des activités cédées sont également présentés dans une rubrique spécifique du tableau des flux de trésorerie, qui inclut les flux générés par ces activités jusqu'à la date de leur cession, ainsi que la trésorerie hors impôts générée par leur cession proprement dite.

1.16. Avantages du personnel

Le Groupe comptabilise la totalité du montant de ses engagements en matières de retraite, préretraite, indemnités de départs, couverture sociale, médailles du travail, prévoyance et autres engagements assimilés, tant pour le personnel actif que pour le personnel retraité, netté des actifs de couverture et des montants non reconnus.

Pour les régimes à cotisations définies, les paiements du Groupe sont constatés en charges de la période à laquelle ils sont liés.

Pour les régimes à prestations définies, les coûts des prestations sont estimés en utilisant la méthode des unités de crédit projetées : selon cette méthode, les droits à prestation sont affectés aux périodes de service en fonction de la formule d'acquisition des droits du régime. Si les services rendus au cours d'exercices ultérieurs aboutissent à un niveau de droits à prestations supérieur de façon significative à celui des exercices antérieurs, l'entreprise doit affecter les droits à prestations sur une base linéaire.

Le montant des paiements futurs correspondant aux avantages accordés aux salariés est évalué sur la base d'hypothèses d'évolution des salaires, d'âge de départ, de probabilités de versement, puis ramené à leur valeur actuelle sur la base des taux d'intérêt des obligations à long terme des émetteurs de première catégorie.

Les écarts actuariels (variation de l'engagement due aux changements d'hypothèses et d'écarts d'expérience) sont étalés sur la durée de vie active résiduelle moyenne attendue du personnel participant à ces régimes, pour la partie excédant de plus de 10 % la plus grande des valeurs suivantes :

- valeur actualisée de l'obligation à la date de clôture au titre des prestations définies,
- juste valeur des actifs du régime à la date de clôture.

Les coûts des modifications de régime sont étalés sur la période d'acquisition des droits.

AREVA a opté pour la reconnaissance en capitaux propres au 1er janvier 2004 de la totalité des écarts actuariels non comptabilisés dans son bilan au 31 décembre 2003.

Les coûts relatifs aux avantages du personnel (retraites et autres avantages similaires), sont scindés en trois catégories :

- la charge de désactualisation de la provision, nette du rendement des actifs de couverture, est portée en résultat financier ;
- la charge correspondant au coût des services rendus et à l'amortissement des services passés est répartie entre les différents postes de charges opérationnelles par destination : coûts des produits et services vendus, recherche et développement, charges commerciales et marketing, charges administratives ;
- l'amortissement des écarts actuariels est comptabilisé dans la rubrique "autres produits et charges opérationnels".

1.17. Provisions

Conformément à la norme IAS 37, une provision est constituée dès lors qu'il existe une obligation à l'égard d'un tiers à la date de clôture, cette obligation pouvant être légale, contractuelle ou implicite, et doit faire l'objet d'une sortie probable de ressources au bénéfice de ce tiers sans contrepartie au moins équivalente attendue après la date de clôture. Cette sortie de ressources doit pouvoir être estimée avec une fiabilité suffisante pour pouvoir constituer une provision.

Les provisions pour restructurations sont constituées lorsque la restructuration a fait l'objet d'une annonce et d'un plan détaillé ou d'un début d'exécution.

Les provisions pour lesquelles la sortie de ressources doit avoir lieu dans un délai supérieur à deux ans sont actualisées si l'effet de l'actualisation est significatif.

1.18. Provisions pour opérations de fin de cycle

1.18.1. Évaluation de la provision lors de la première application des normes IFRS

Les provisions pour opérations de fin de cycle ont été actualisées au 1er janvier 2004 en appliquant, aux flux de trésorerie prévisionnels positionnés par échéance, un taux d'inflation et un taux d'actualisation déterminés à partir des paramètres économiques du pays dans lequel est située l'installation concernée.

Pour les installations situées en France, AREVA a retenu un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %.

Une prime de risque de 3 % avait été affectée au 1er janvier et au 31 décembre 2004 à la fraction de la provision relative à la reprise, au conditionnement et au stockage des déchets à durée de vie longue, compte tenu des incertitudes associées aux paramètres d'évaluation de ces charges, ce qui ramenait son taux réel d'actualisation à 0 %. Le niveau de provision inscrit dans les comptes permettait de couvrir la valeur actualisée de la fourchette haute de l'hypothèse de coût estimée la plus probable du stockage profond applicable en France.

La quote-part des actifs de fin de cycle correspondant au financement attendu de tiers est actualisée de manière symétrique aux provisions correspondantes.

La quote-part des actifs de fin de cycle à la charge du groupe AREVA au 1er janvier 2004 a été évaluée en appliquant l'exemption autorisée par l'interprétation IFRIC 1 : les flux de trésorerie estimés à cette date pour éteindre l'obligation ont été inflatés au taux de 2 % et actualisés au taux de 5 %, en remontant jusqu'à la date de mise en service des installations concernées. La valeur ainsi calculée a été amortie depuis cette date jusqu'au 1er janvier 2004, au prorata de la durée d'utilisation estimée.

1.18.2. Évaluation ultérieure

Déchets à durée de vie longue

Le groupe de travail constitué sous l'égide de la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières a rendu ses conclusions au second semestre 2005. Sur cette base, AREVA a retenu un devis en forte augmentation par rapport à celui précédemment retenu et qui intègre un niveau de risques et aléas. La prime de risque de 3 % qui couvrait ces incertitudes a été corrélativement supprimée dans les comptes au 31 décembre 2005.

Traitement des charges et produits de désactualisation

La provision est désactualisée à la fin de chaque exercice : la désactualisation représente l'augmentation de la provision due au passage du temps, en lui appliquant le taux d'actualisation initialement retenu lors de sa constitution.

Cette augmentation a pour contrepartie un compte de charge financière.

De façon symétrique, la quote-part des tiers n'est pas amortie mais fait également l'objet d'une désactualisation.

L'augmentation de la quote-part des tiers qui en résulte est enregistrée dans un compte de produit financier.

Cette part financée par les tiers est réduite des travaux effectués pour leur compte avec simultanément la constatation d'une créance sur ces mêmes tiers.

Traitement de l'amortissement

L'actif de démantèlement part propre (quote-part des actifs de fin de cycle à la charge du Groupe) est amortie sur la même durée que les installations concernées. La charge d'amortissement correspondante n'est pas considérée comme éligible au coût de revient des contrats (et ne participe pas à leur avancement), ni au coût de revient des stocks. Elle est cependant intégrée dans la rubrique du compte de résultat intitulée "coût des produits et services vendus" et ainsi déduite de la marge brute.

Taux d'inflation et d'actualisation pris en compte pour l'actualisation des opérations de fin de cycle

Les taux d'inflation et d'actualisation pris en compte pour l'actualisation des opérations de fin de cycle sont appréciés à partir des principes suivants.

Le taux d'inflation correspond à l'objectif long terme de la Banque centrale européenne.

Le taux d'actualisation est construit en tenant compte :

- du taux d'inflation anticipé tel que défini ci-dessus,
- de la moyenne mobile sur trois ans des OAT indexées sur l'inflation ajustée à la duration moyenne des dépenses de fin de cycle,
- d'une marge de crédit entre les obligations de première catégorie et les OAT à ce même horizon.

Traitement des changements d'hypothèses

Les changements d'hypothèses concernent les changements de devis, de taux d'actualisation et d'échéanciers.

Conformément aux normes IFRS, le Groupe applique la méthode prospective :

- l'actif de démantèlement / part propre est corrigé au même montant que la provision ;
- il est amorti sur la durée résiduelle des installations ;

- si l'installation n'est plus en exploitation, l'impact est pris en résultat sur l'année du changement. L'impact des changements de devis est porté au résultat opérationnel ; l'impact des changements de taux d'actualisation et des changements d'échéancier est porté au résultat financier.

Il n'existe pas d'actif en contrepartie des provisions pour reprises et conditionnements des déchets (RCD). En conséquence les changements d'hypothèses concernant ces provisions sont comptabilisées immédiatement au compte de résultat : l'impact des changements de devis est porté au résultat opérationnel ; l'impact des changements de taux d'actualisation et des changements d'échéancier est porté au résultat financier.

1.19. Dettes financières

Les dettes financières comprennent :

- les options de vente détenues par les actionnaires minoritaires de filiales du Groupe ;
- les dettes liées à des locations financières ;
- les autres dettes portant intérêt.

1.19.1. Options de vente détenues par les actionnaires minoritaires de filiales du Groupe

Conformément à la norme IAS 32, les options de vente détenues par les actionnaires minoritaires de filiales du Groupe sont portées en dettes financières lorsqu'elles revêtent un caractère inconditionnel.

Les accords ayant instauré ces options stipulent que leur prix d'exercice sera égal à la juste valeur des intérêts minoritaires concernés à la date à laquelle elles seront exercées. Par conséquent, le montant inscrit au bilan d'AREVA correspond à la juste valeur des intérêts minoritaires à la date de clôture de l'exercice, évaluée suivant la méthode des cash-flows futurs prévisionnels actualisés ; elle est révisée chaque année.

La différence entre le montant inscrit en dettes financières et le montant des intérêts minoritaires représente l'excédent de la juste valeur de ces derniers sur leur valeur comptable. Pour cette raison, et en l'absence d'une prise de position à cette date des organismes normalisateurs sur les modalités de comptabilisation de ces options, AREVA a retenu l'option de les comptabiliser en dettes financières par contrepartie :

- en premier lieu, d'une annulation des intérêts minoritaires correspondants,
- et, pour l'excédent, d'une augmentation des goodwills affectés aux sociétés concernées.

Les variations de valeur des options sont également comptabilisées par contrepartie des goodwills.

1.19.2. Les dettes liées à des locations financières

Conformément à la norme IAS 17, les contrats de location sont qualifiés de locations financières lorsque, en substance, ils transfèrent au preneur la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété. Une location financière donne lieu à la comptabilisation initiale d'une immobilisation et d'une dette de même montant, égale à la juste valeur du bien concerné ou à la valeur actualisée des paiements futurs minimaux dus au titre du contrat lorsqu'elle est inférieure ; ultérieurement, les loyers sont traités comme des remboursements de la dette, et décomposés en :

- amortissement du principal de la dette,
- et charges financières, sur la base du taux d'intérêt stipulé au contrat ou du taux d'actualisation utilisé pour l'évaluation de la dette.

1.19.3. Autres dettes portant intérêt

Cette rubrique inclut :

- les avances rémunérées reçues des clients : les avances reçues des clients sont classées en dettes financières lorsqu'elles portent intérêt, et en dettes opérationnelles dans le cas inverse ;
- les emprunts auprès des établissements de crédit ;
- les découverts bancaires courants.

Les dettes portant intérêt sont évaluées à leur coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

1.20. Conversion des opérations en monnaies étrangères

Les opérations libellées en monnaies étrangères sont initialement converties par la filiale concernée dans sa monnaie fonctionnelle au cours de change en vigueur à la date de la transaction.

Les actifs et passifs monétaires en monnaies étrangères sont réévalués au cours de clôture à chaque arrêté comptable ; les résultats de change en découlant sont comptabilisés :

- en résultat opérationnel lorsqu'ils concernent des comptes correspondant à des transactions commerciales (créances clients, dettes fournisseurs) ;
- en résultat financier lorsqu'ils concernent des prêts ou des emprunts.

Cependant, les écarts de change se rapportant au financement à long terme d'une filiale étrangère ne sont pas comptabilisés en résultat, mais sont portés directement en capitaux propres consolidés dans un compte d'écart de conversion jusqu'à la date de cession de la société concernée.

1.21. Instruments financiers dérivés et comptabilité de couverture

1.21.1. Risques couverts et instruments financiers

Le groupe AREVA utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de change, de taux d'intérêt et de prix sur les matières premières. Les instruments dérivés utilisés consistent essentiellement en des : contrats de change à terme, swaps de devises et de taux, options de change et options sur matières premières.

Les risques couverts concernent des créances, des dettes et des engagements fermes en monnaies étrangères, des transactions prévisionnelles en monnaies étrangères, des ventes et des achats prévisionnels de matières premières.

1.21.2. Comptabilisation des instruments dérivés

Conformément à la norme IAS 39, les instruments dérivés sont mesurés à leur juste valeur lors de leur comptabilisation initiale, et réévalués lors de chaque clôture comptable jusqu'à leur dénouement.

Le mode de comptabilisation des instruments dérivés varie selon qu'ils sont désignés comme éléments de couverture de juste valeur, de couverture de flux de trésorerie, ou qu'ils ne sont pas qualifiés d'éléments de couverture.

Couverture de juste valeur

Cette désignation concerne les couvertures d'engagements fermes en monnaies étrangères : achats, ventes, créances et dettes. L'élément couvert et l'instrument dérivé sont réévalués de façon symétrique, et enregistrés simultanément en compte de résultat.

Couverture de flux de trésorerie

Cette désignation concerne les couvertures de flux de trésorerie futurs probables : achats et ventes prévisionnels en monnaies étrangères, achats prévisionnels de matières premières.

L'élément couvert de nature hautement probable n'est pas valorisé au bilan. Seul l'instrument dérivé de couverture est réévalué lors de chaque clôture comptable ; en contrepartie, la part efficace de la variation de valeur est comptabilisée pour son montant net d'impôt dans un compte de capitaux propres "gains et pertes latents différés" ; seule la part inefficace de la couverture affecte le résultat.

Les montants accumulés en capitaux propres sont rapportés au compte de résultat lorsque l'élément couvert affecte celui-ci, c'est-à-dire lors de la comptabilisation des transactions faisant l'objet de la couverture.

Instruments dérivés non qualifiés de couverture

Lorsque les instruments dérivés ne sont pas qualifiés d'instruments de couverture, les variations de juste valeur sont portées immédiatement en compte de résultat.

1.21.3. Présentation des instruments dérivés comptabilisés au bilan et au compte de résultat

Présentation au bilan

Les instruments dérivés utilisés pour couvrir des risques liés à des transactions commerciales sont présentés au bilan en créances et dettes opérationnelles ; les instruments dérivés utilisés pour couvrir des risques liés à des prêts et des emprunts sont présentés en actifs financiers ou en dettes financières.

Présentation au compte de résultat

La part change de la réévaluation des instruments dérivés et des éléments couverts relatifs à des transactions commerciales est comptabilisée en "autres charges et produits opérationnels" ; la part correspondant au report/déport est comptabilisée en résultat financier.

La réévaluation des instruments financiers de couverture et des éléments couverts relatifs à des prêts et emprunts en devises est comptabilisée en résultat financier.

1.22. Impôts sur les résultats

La société AREVA est admise depuis le 1er janvier 1983 au régime du bénéfice fiscal consolidé prévu à l'article 209 quinquies du Code général des impôts. L'application de ce régime a fait l'objet d'une demande de renouvellement pour la période 2005 à 2007. L'impôt qui résulte de l'application de ce régime est comptabilisé sur la ligne "impôt sur les résultats", qu'il s'agisse d'une charge ou d'une restitution d'impôt (hormis le cas échéant l'impôt relatif aux activités cédées).

L'impôt relatif aux activités cédées (dans le cas où de telles opérations ont eu lieu pendant l'exercice) est présenté dans la ligne du compte de résultat "résultat net d'impôt des activités cédées".

Conformément à la norme IAS 12, les impôts différés sont déterminés selon la méthode du report variable sur l'ensemble des différences temporelles entre les valeurs consolidées et les valeurs fiscales des éléments d'actif et de passif, auxquelles est appliqué le dernier taux d'impôt adopté à la date de clôture et applicable à la période de renversement de ces différences temporelles ; ils ne font pas l'objet d'une actualisation.

Les différences temporelles imposables entraînent la comptabilisation d'impôts différés passifs.

Les différences temporelles déductibles, les déficits reportables et les crédits d'impôts non utilisés entraînent la comptabilisation d'impôts différés actifs à hauteur des montants dont la récupération future est probable. Les actifs d'impôt différé font l'objet d'une analyse au cas par cas, en fonction des prévisions de résultat à moyen terme, sur un horizon de trois à cinq ans.

Les impôts différés actifs et passifs sont présentés de manière compensée au sein d'une même entité fiscale lorsque celle-ci a le droit de compenser ses créances et ses dettes d'impôt exigible.

Les passifs d'impôts différés sont comptabilisés pour toutes les différences temporaires imposables provenant des participations dans les filiales, entreprises associées et coentreprises, sauf si le Groupe est en mesure de contrôler l'échéance de renversement des différences temporaires et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

NOTE 2. PÉRIMÈTRE

2.1. Sociétés consolidées (France/Étranger)

(nombre de sociétés)	2005		2004	
Mode de consolidation	Étrangères	Françaises	Étrangères	Françaises
Intégration globale	120	78	159	90
Mise en équivalence (sociétés associées)	5	8	4	8
Intégration proportionnelle	12	0	12	0
Sous-total	**137**	**86**	**175**	**98**
Total	**223**		**273**	

2.1.1. Opérations réalisées en 2005

Les principales variations de périmètre de l'exercice sont les suivantes :

Cession de FCI

Processus de cession

Les activités Connectiques d'AREVA regroupées sous FCI furent historiquement constituées par AREVA NP principalement par le biais d'acquisitions successives réalisées à partir de la fin des années 1980. Après le retournement du marché de la Connectique dans les années 2001-2002 qui s'est traduit par un impact fort dans les comptes de FCI, AREVA a contribué au redressement de la situation financière de sa filiale. Elle a notamment soutenu le plan de restructuration de l'outil industriel entre 2001 et 2004 qui a permis à FCI de redevenir profitable en 2004.

AREVA, ayant indiqué au marché qu'elle ne considérait pas FCI comme un pôle stratégique, a reçu des marques d'intérêt répétées émanant d'acquéreurs potentiels. AREVA a décidé en juin 2005 de sonder le marché de manière formelle. Un processus a été initié début juin afin de sélectionner par étapes successives les candidats intéressés. AREVA a sollicité à la fois des acquéreurs industriels et des fonds d'investissements. 36 repreneurs potentiels ont été contactés.

Le 5 septembre 2005, les trois candidats restants en lice ont remis des offres liantes et définitives pour l'acquisition de 100 % du capital de FCI. Le 19 septembre 2005, AREVA a signé avec Bain Capital le contrat de vente après l'avis positif des instances représentatives du personnel d'AREVA et l'approbation du Conseil de Surveillance qui se sont tenus le même jour. Le contrat de cession des titres est entré en vigueur le 3 novembre 2005 après levée des conditions suspensives prévues au contrat.

Le contrat de vente a été signé avec Bain Capital pour une valeur des titres de 582 millions d'euros (soit un montant de 4,10 euros par action).

Acquisition de AREVA T&D

Un certain nombre de points liés à la réalisation de la transaction telle que prévue au SPA signé en date du 25 septembre 2003 étaient encore non résolus fin 2004. Le transfert à AREVA T&D de l'activité T&D (inclus dans Alstom Ltd (India)) a eu lieu au cours du mois d'août 2005 après levée des dernières conditions suspensives relatives à cette opération. Alstom s'est engagé à racheter à AREVA les activités qui ne font pas partie du métier Transmission & Distribution inclues au sein de AREVA T&D (India). D'autre part, 80 % des titres de AREVA T&D Pakistan a été transférée à AREVA T&D Holding le 3 août 2005. Une dernière entité de moindre importance (Portugal) sera transférée au cours de l'exercice 2006 par Alstom à AREVA T&D.

Dans le cadre des opérations de constitution du périmètre de AREVA T&D, Alstom a transféré 49 % des titres d'une société dénommée SPE Mexique. Alstom et AREVA ont signé en 2003 un contrat de rétrocession des titres SPE Mexique à Alstom. Ce contrat comporte des conditions suspensives qui ne sont pas levées. Compte tenu des difficultés rencontrées dans la réalisation des conditions nécessaires à la cession des titres SPE, Alstom et AREVA ont conclu le 23 février 2005 un accord au terme duquel les risques et les avantages afférents à la SPE Mexique sont transférés à Alstom. Du fait de l'existence de ce contrat, AREVA ne consolide pas la société SPE Mexique dans ses comptes.

Une lettre d'intention a été signée à la demande d'Alstom entre la société Merril Lynch (ML) et AREVA T&D Holding le 23 septembre 2005 pour transférer à Merril Lynch après levée des conditions suspensives relatives à la cession des titres de SPE Mexique à un tiers les titres de SPE Mexique détenus par les filiales de T&D Holding. Ce contrat devrait entrer en vigueur au cours du premier semestre 2006.

Détermination de l'écart d'acquisition résultant de l'acquisition de la société AREVA T&D

L'écart d'acquisition relatif à cet achat découle de la différence entre le prix payé à Alstom, majoré des frais d'acquisition engagés par AREVA et la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels acquis, appréciés à la date d'acquisition. La juste valeur des actifs acquis a été établie sur la base d'évaluations réalisées par des experts indépendants : une revue des passifs et passifs éventuels de la société a été menée et a conduit à comptabiliser dans le bilan d'ouverture certains ajustements de ces passifs :

L'écart d'acquisition déterminé fin 2004 a été ajusté au cours de l'année 2005 des éléments suivants :

- prise en compte de la cession des actifs détenus par AREVA T&D en Nouvelle-Zélande et en Australie ; la plus-value résultant de cette cession a été imputée sur l'écart d'acquisition déterminé fin 2004,
- prise en compte des transferts de l'activité T&D incluse dans Alstom Ltd India,
- l'évaluation de certains actifs, passifs et passifs éventuels a fait l'objet d'ajustements mineurs. Ces ajustements ont été pris en compte dans la détermination de l'écart d'acquisition de AREVA T&D.

À l'issue de la réalisation de l'ensemble de ces travaux, l'écart d'acquisition résultant s'élève à 497 millions d'euros. AREVA T&D a alloué l'écart d'acquisition résultant de l'acquisition d'AREVA T&D sur les Business Units Systèmes, Automation et Services.

Cet écart d'acquisition a fait l'objet d'un test de dépréciation d'actifs conformément à la Note 1.10. La valeur d'utilité retenue a été réalisée en actualisant les flux de trésorerie futurs des Business Units avec un taux moyen de 9 % et un taux de croissance annuelle de 2 % sur la période postérieure à 2007. Ce test conduit à ne comptabiliser aucune dépréciation de l'écart d'acquisition.

Garantie de passif

Deux garanties sont prévues au contrat d'acquisition de AREVA T&D, une garantie générale et des garanties spécifiques qui sont les suivantes :

- Une garantie relative aux questions environnementales, dont la franchise a été fixé à 12 millions d'euros. Cette garantie a une durée de 10 ans,
- Une garantie en matière fiscale qui s'étend sur la durée des contrôles fiscaux,
- Une garantie en matière de fonds de pension au Royaume-Uni,
- Une garantie relative à des contrats ou litiges ou défauts techniques spécifiques pour lesquels une garantie d'indemnisation complète autonome (sujet par sujet) a été donnée par Alstom.

La garantie générale couvre le cas des évènements qui révèlent une non-conformité d'une déclaration contractuelle faite par Alstom. La garantie générale a un seuil de déclenchement fixé à 19 millions d'euros. Son "plafond" est de 175 millions d'euros. Après le 31 mars 2006, AREVA ne pourra pas présenter de nouveaux dossiers au titre de la garantie générale. AREVA a adressé à Alstom divers courriers concernant de tels événements pour signaler des faits pouvant ouvrir droit à des appels en garanties qui interviendront à mesure que, dans chaque cas, le montant du préjudice subit sera définitivement connu. Les événements les plus importants sont décris dans la Note 35 ; d'autres évènements concernant des incidents techniques sur des équipements ont donné lieu ou donneront lieu à des notifications.

Restructuration

Le plan de restructuration défini par les organes de direction à la date d'acquisition et présenté au Comité Central Européen et aux organes compétents des pays concernés a été mis en œuvre au cours de l'année 2005. Cette mise en œuvre s'est traduite en particulier par la décision de fermeture du site de Saint-Ouen en France, la cession de l'activité "Basse Tension" (CA 2005 : 17 millions d'euros) située sur le site de Chalon réalisée en décembre 2005 et des ajustements de structures sur d'autres sites en Europe et aux États-Unis.

Les éléments et objectifs majeurs de ce plan sont :

- des économies provenant de l'adaptation de l'outil industriel aux enjeux géographiques du marché de T&D,
- des économies provenant de l'accroissement de la performance opérationnelle à tous les niveaux de l'organisation en particulier par la réduction des coûts d'achats et l'amélioration des processus.

Un accord de cessation anticipée d'activité (CASA) a été signé chez AREVA T&D le 25 janvier 2005. Un avenant à cet accord a été signé avec les partenaires sociaux pour l'étendre à 406 personnes répondant aux critères d'âge prévus par cet accord.

Évolutions de périmètre : cessions d'activités en Australie et Nouvelle-Zélande.

Aux termes d'un accord conclu le 22 décembre 2004, AREVA T&D et Transfield Services ont signé un accord de rachat des activités de Services Électrique et Télécommunication de AREVA T&D en Australie et Nouvelle-Zélande. Le prix de cession a été fixé à 95 millions d'euros. La transaction, soumise aux autorisations réglementaires et aux conditions suspensives usuelles, a été réalisée en avril 2005. Ces activités sont consolidées dans le groupe AREVA jusqu'à la date de cession. Le résultat de la cession n'a pas d'impact significatif sur le résultat net consolidé 2005.

Ces activités portent sur la prestation de services externalisés d'ingénierie et de maintenance aux propriétaires de grandes infrastructures et aux industriels dans le domaine de l'énergie électrique, de l'industrie lourde, des télécommunications et des infrastructures associées. Elles ne font pas partie du cœur de métier de AREVA T&D.

Acquisition de UDDCOMB Engineering Förvaltning AB

L'acquisition de UDDCOMB, société suédoise spécialisée en études d'ingénierie, analyses et gestion de projets ainsi qu'en services réparation pour l'industrie nucléaire ; cette société a été intégrée au Pôle Réacteurs et Services.

Rachat d'une activité à Siemens

Le rachat à Siemens d'une activité spécialisée dans la maintenance de contrôle commande en centrales nucléaires ; cette activité a été également intégrée au Pôle Réacteurs et Services.

STMicroelectronics

Suite au rachat de ses propres titres par FT1CI, la participation d'AREVA dans FT1CI est passée en août 2005 de 79 % à 100 %. Ce rachat a été financé par la cession des titres STMicroelectronics détenus de manière indirecte par France Telecom. Suite à cette évolution le pourcentage de contrôle d'AREVA dans STMicroelectronics est passé de 13,9 % à 10,9 %.

Framapar

AREVA a cédé ses participations dans Framapar à la banque CCF Banque d'investissement.

ISS MPP

AREVA a cédé ses participations dans ISS MPP à fin avril 2005.

Teknassur

Teknassur, filiale à 100 % de FRAREA, a été liquidée en date du 4 mars 2005.

Autres variations de périmètre

AREVA a augmenté sa participation dans 01DB Metravib, 01DB Gmbh, Principia Developpement et Principia Marine.

Les sociétés suivantes sont entrées dans le périmètre de consolidation : AREVA BEIJING Consulting, AREVA COM, Société d'Enrichissement du Tricastin, AREVA NC ROKKASCHO. Elles sont intégrées globalement.

Le Groupe a acquis en septembre 2005 21,2 % des titres de la société Repower, qui est mise en équivalence à compter de cette date.

2.1.2. Opérations réalisées en 2004

Les principales variations de périmètre de l'exercice sont les suivantes :

Acquisition de la branche d'activité Transmission et Distribution d'Alstom

Le groupe AREVA a signé le 9 janvier 2004 avec le groupe Alstom l'accord d'acquisition définitif des activités Transmission & Distribution, après accord de la Commission européenne et des autorités de la concurrence des pays concernés.

L'activité de T&D, Transmission & Distribution électrique, est une part importante de la chaîne de valeur du secteur de l'énergie électrique, elle se situe entre la génération électrique et les utilisateurs finaux, grandes et petites entreprises et consommateurs intérieurs. Le marché auquel s'adresse T&D commence à la sortie de la centrale électrique et se termine avant le raccordement au réseau du consommateur industriel ou privé. À l'intérieur de ce marché T&D fournit les équipements permettant la transformation de l'énergie électrique : les transformateurs et les équipements de connexion au réseau : disjoncteurs, sectionneurs qui sont souvent rassemblés au sein de "sous-stations". Ces équipements majeurs sont associés à des équipements de mesures, transformateurs de mesure, relais de protection et systèmes d'automatisation de l'exploitation des réseaux et à des équipements de protection des réseaux : parafoudres. T&D ne fournit pas des équipements à faible valeur ajoutée comme les câbles et les pylônes correspondants. L'offre de T&D est complétée par une offre de systèmes de contrôle et d'exploitation de réseaux et par une offre de services à valeur ajoutée aux opérateurs.

Prix d'acquisition

L'acquisition de l'activité Transmission & Distribution (T&D) par AREVA a fait l'objet d'un contrat d'acquisition (SPA) entre Alstom et AREVA en date du 25 septembre 2003 avec une date de closing au 9 janvier 2004.

Le prix d'acquisition de l'activité T&D a été fixé dans le SPA à 950 millions d'euros, Valeur d'Entreprise soumise à un ajustement de prix portant sur certains éléments d'exploitation et de bilan découlant de l'exercice 2003, ainsi que sur la situation de trésorerie apportée au 31 décembre 2003.

Comme le prévoyait le contrat d'acquisition, les deux groupes ont conjointement saisi un expert pour déterminer ces ajustements. L'expert a rendu ses conclusions le 23 décembre 2004 :

- la valeur d'entreprise après ajustements a été ramenée de 950 millions d'euros à 913 millions d'euros, soit une diminution du prix de vente de 37 millions d'euros,
- la trésorerie nette de la division à fin 2003 a été évaluée à 140 millions d'euros.

Avant la décision de l'expert, AREVA avait réglé la somme de 950 millions d'euros (dont 23 millions d'euros sont encore bloqués sur un compte séquestre dans l'attente de la cession des filiales indiennes et pakistanaises). AREVA a donc effectué le 29 décembre 2004 un versement complémentaire à Alstom de 103 millions d'euros.

Le prix payé par AREVA pour l'acquisition de T&D s'élève à 1 053 millions d'euros et a été financé sur les fonds propres du Groupe.

TSDI Lilly Financial Corporation Limited

À compter du 1er janvier 2004, en application de la loi sur la sécurité financière, la société d'investissement Lilly Financial Corporation Limited détentrice du TSDI et du dépôt de garantie est consolidée dans les comptes d'AREVA.

Sociétés minières

AREVA a augmenté sa participation dans Katco de 45 % à 51 %, au 30 avril 2004. Katco, mise en équivalence jusqu'au 30 avril 2004, a été intégrée globalement à compter du 1er mai 2004. Le goodwill relatif à ce complément d'intérêt est non significatif.

Les sociétés Cominak et AMC, auparavant mises en équivalence, sont à compter du 1er janvier 2004 consolidées par intégration proportionnelle afin de traduire l'exercice d'un contrôle conjoint par AREVA.

STMicroelectronics

Suite au rachat de ses propres titres par FT1CI, la participation d'AREVA dans FT1CI est passée en décembre 2004 de 63,8 % à 79,0 %. Ce rachat correspond à la distribution du produit de la cession de titres STMicroelectronics au profit de France Télécom. Suite à cette évolution, le pourcentage de contrôle d'AREVA dans STMicroelectronics est passé de 17,3 % à 13,9 %. La part Groupe reste inchangée.

EMA et Comilog

AREVA a cédé le 1er juillet 2004 ses participations dans EMA et Comilog, sociétés mises en équivalence jusqu'au 30 juin 2004.

Autres variations de périmètre

AREVA a augmenté sa participation dans 01DB Inc., Principia RD, Principia Marine et Open Cascade. Ces sociétés étaient intégrées proportionnellement au 31 décembre 2003 et sont désormais intégrées globalement à compter du 1er janvier 2004.

AREVA a cédé sa participation dans Eurodoc le 1er janvier 2004. Cette cession n'a pas dégagé de résultat de cession significatif. Le chiffre d'affaires contributif d'Eurodoc au 31 décembre 2003 s'élevait à 13 millions d'euros

AREVA a procédé à la cession de Gemma en novembre 2004. Le chiffre d'affaires de Gemma s'élevait au 31 décembre 2004 à 6 millions d'euros.

Les sociétés suivantes sont entrées dans le périmètre de consolidation : AREVA Finance Gestion, TDI SA, PIC, Jeumont Eole, Interuranium Australia, Sodeprom, Tecnimarse, FCI Microconnections Asia, FCI connectors Trading, FCI expansion 2. Elles sont intégrées globalement.

Signum est déconsolidée à compter du 1er janvier 2004. La société FCI SPV est liquidée.

Opérations de restructurations juridiques internes :

DGI est absorbée par Euriware SA à compter du 1er janvier 2004. Incore Services et Visionic sont absorbées par AREVA NP au 1er janvier 2004. 01 DB Acoustic absorbe Metravib à compter du 1er janvier 2004.

2.2. Impact sur les comptes des variations de périmètre et changements de méthode de consolidation

L'impact des entrées et des sorties de périmètre de consolidation et des changements de méthode de consolidation sur le chiffre d'affaires et le résultat opérationnel des exercices 2005 et 2004 est présenté ci-après :

Sociétés sorties

(en millions d'euros)	2005	2004
Chiffre d'affaires	1 391	14
Résultat opérationnel	87	(4)

L'impact sur le chiffre d'affaires des sociétés sorties est détaillé ci-dessous :

(en millions d'euros)	2005*
FCI	1 289
AREVA T&D Nouvelle-Zélande	76
AREVA T&D EBT	8
Isis MPP (AREVA TA)	16
AREVA T&D Spol Sro Slovaquie	2
Total	**1 391**

** Chiffre d'affaires 2004 des sociétés sorties en 2005 minoré du chiffre d'affaires 2005 comptabilisé avant la date de cession.*

Sociétés entrées et changements de méthode de consolidation

(en millions d'euros)	2005	2004
Chiffre d'affaires	113	3 243
Résultat opérationnel	33	34

L'impact sur le chiffre d'affaires des sociétés entrées dans le périmètre de consolidation soit du fait d'une acquisition, soit du fait d'un passage aux méthodes de consolidation par intégration globale ou proportionnelle, est détaillé ci-dessous :

(en millions d'euros)	2005	2004
UDDCOMB	6	-
AREVA T&D India Ltd	83	-
Alstom T&D Lightning Arresters Ltd	2	-
Alstom T&D Systems Ltd	13	-
AREVA T&D Pakistan Privated Limited	7	-
AREVA T&D Spol Sro Slovaquie	2	-
AMC	-	17
AREVA T&D	-	3 186
Cominak	-	12
Jeumont Eole	-	1
FCI Expansion 2	-	5
FCI Microconnections Asia Pte	-	7
TDI SA	-	2
AREVA TA (changement de méthode de consolidation)	-	12
Tecnimarse	-	1
Total	**113**	**3 243**

2.3. Éléments de bilan et résultat des activités cédées

Le bilan et le compte de résultat consolidés de FCI au 3 novembre 2005, date de la cession, sont présentés ci-dessous :

Bilan au 3 novembre 2005

ACTIF *(en millions d'euros)*	3 novembre 2005* Montants bruts	Amortissements et provisions	Montants nets	31 décembre 2004** Montants nets
Immobilisations incorporelles	130	(119)	11	12
Écart d'acquisition	310	-	310	274
Immobilisations corporelles	1 246	(901)	346	351
Immobilisations financières	8	-	8	6
Actifs du régime de pension	12	-	12	8
Actifs d'impôts différés	855	(766)	89	85
Actifs non courants	**2 561**	**(1 786)**	**775**	**736**
Stocks	138	(16)	122	107
En-cours	8	-	8	7
Créances opérationnelles	294	(5)	289	267
Créances non opérationnelles	14	-	14	20
Autres actifs financiers courants	-	-	-	-
Trésorerie active	47	-	47	21
Actifs courants	**501**	**(21)**	**480**	**422**
Total actif	**3 062**	**(1 807)**	**1 255**	**1 158**

PASSIF *(en millions d'euros)*	3 novembre 2005*	31 décembre 2004**
Capitaux propres – part du Groupe	472	371
Intérêts minoritaires	5	4
Capitaux propres	**477**	**375**
Provisions pour risques et charges	140	174
Dettes financières	325	315
Passif d'impôts différés	-	-
Passifs non courants	**465**	**489**
Dettes opérationnelles	288	265
Dettes non opérationnelles	25	29
Passifs courants	**313**	**294**
Total passif	**1 255**	**1 158**

** Données établies suivant le référentiel IFRS incluant les normes IAS 32 et 39.*

*** Données retraitées en référentiel IFRS hors IAS 32 et 39.*

Compte de résultat au 3 novembre 2005

(en millions d'euros)	3 novembre 2005*	31 décembre 2004**
Chiffre d'affaires	**1 072**	**1 289**
Coûts des produits et services rendus	(779)	(940)
Marge brute	**293**	**349**
Frais de recherche et développement	(64)	(75)
Frais commerciaux et marketing	(81)	(102)
Frais administratifs	(83)	(103)
Autres charges et produits opérationnels courants	6	17
Résultat opérationnel courant	**70**	**86**
Éléments opérationnels non courants	(1)	(5)
Résultat opérationnel	**69**	**81**
Résultat financier	**(4)**	**(15)**
Résultat courant avant impôts	**65**	**66**
Impôts sur les bénéfices	(19)	(35)
Résultat net de l'ensemble	**46**	**31**
Part revenant aux minoritaires		
Résultat net part du Groupe	**46**	**31**

** Données établies suivant le référentiel IFRS incluant les normes IAS 32 et 39.*
*** Données retraitées en référentiel IFRS hors IAS 32 et 39.*

NOTE 3. VENTILATION DU CHIFFRE D'AFFAIRES

(en millions d'euros)	2005	2004
Contrats comptabilisés selon la méthode de l'avancement	3 708	2 541
Autres ventes de biens et de services :		
- ventes de biens	3 447	3 429
- ventes de services	2 970	3 851
Total	**10 125**	**9 821**

Le chiffre d'affaires ne comprend pas de ventes provenant d'échanges de biens ou de services sans contrepartie en liquidités.

Le tableau suivant présente des informations sur les contrats comptabilisés selon la méthode de l'avancement, en cours au 31 décembre 2005 :

(en millions d'euros)	
Montant total des coûts encourus et des bénéfices comptabilisés, net des pertes comptabilisées jusqu'au 31 décembre 2005	15 988
Avances reçues des clients	2 807
Retenues des clients	6

Note 4. Frais de personnel et charges de location simple
Note 5. Dotations aux amortissements et pertes de valeurs des immobilisations corporelles et incorporelles et dotations aux provisions impactant le résultat opérationnel
Note 6. Charges et produits opérationnels non courants

NOTE 4. FRAIS DE PERSONNEL ET CHARGES DE LOCATION SIMPLE

(en millions d'euros, sauf les effectifs)	2005	2004
Charges de personnel	(3 120)	(3 166)
Effectifs inscrits à la clôture	58 760	57 909
Charges de location simple	104	85

En 2004, les effectifs de FCI s'élevaient à 12 160 personnes.

Les charges de personnel incluent les salaires et les charges afférentes, hormis les charges comptabilisées au titre des engagements de retraites.

NOTE 5. DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEURS DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES ET INCORPORELLES ET DOTATIONS AUX PROVISIONS IMPACTANT LE RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

Le Groupe ayant opté pour une présentation du résultat par destination, une information complémentaire par nature est donnée ci-dessous :

(en millions d'euros)	2005	2004
Dotation aux amortissements des immobilisations incorporelles	(97)	(83)
Dotation aux amortissements des immobilisations corporelles	(396)	(406)
Perte de valeur des immobilisations corporelles	(1)	-
Perte de valeur sur les goodwills	-	(9)

(en millions d'euros)	2005	2004
Dotations aux provisions nettes de reprises	(132)	409

NOTE 6. CHARGES ET PRODUITS OPÉRATIONNELS NON COURANTS

(en millions d'euros)	2005	2004
Coûts de restructuration et plans de cessation anticipée d'activité	**(138)**	**(205)**
Perte de valeur des goodwills	-	(9)
Autres charges et produits opérationnels non courants	(56)	38
Total	**(194)**	**(176)**

Au 31 décembre 2005, les coûts de restructuration et de cessation anticipée d'activité sont afférents au Pôle Transmission & Distribution pour - 102 millions d'euros et au Pôle Nucléaire pour - 36 millions d'euros.

Au 31 décembre 2005, les autres charges et produits opérationnels non courants comprennent principalement :

- des charges relatives aux éléments valorisés dans le cadre de l'acquisition de l'activité Transmission & Distribution, non rattachables à l'activité opérationnelle courante,
- une dotation aux provisions pour risques de pénalités pour entente dans le Pôle **Transmission & Distribution.** Le Groupe considère comme probable le fait de recevoir une notification de

griefs relatifs aux agissements anti-concurrentiels allégués sur les activités acquises à Alstom à partir du 9 janvier 2004. AREVA a pris des actions correctrices dès qu'il a eu connaissance de ces pratiques. Néanmoins, AREVA a évalué, avec l'aide de ses conseils, et provisionné le montant estimé qui pourrait lui être demandé. AREVA réajustera le niveau de la provision sur la base de la notification reçue, puis sur la base du montant qui sera finalement réglé. Tout en constituant cette provision, AREVA entend faire valoir ses droits, notamment au regard de la garantie de passif octroyée par Alstom.

NOTE 7. RÉSULTAT FINANCIER

(en millions d'euros)	2005	2004
Produits de trésorerie et équivalents de trésorerie	59	54
Coût de l'endettement financier brut	(43)	(27)
Coût de l'endettement financier net	**16**	**27**
Autres charges et produits financiers	**(29)**	**(30)**
Part liée aux opérations de fin de cycle	**(32)**	**(2)**
Résultat sur cession de titres	26	21
Dividendes reçus	33	29
Rémunération des dettes CEA	-	(20)
Rémunération des créances CEA	5	-
Dépréciation des titres	-	62
Désactualisation sur opérations fin de cycle	(96)	(94)
Part non liée aux opérations de fin de cycle	**3**	**(28)**
Résultat de change	(5)	0
Résultat sur cession de titres et variation de valeur des titres de transaction	92	38
Dividendes reçus	29	30
Dépréciation d'actifs financiers	5	7
Intérêts sur avances contrats aval	(42)	(39)
Autres	(18)	(8)
Résultat financier sur retraites et autres avantages du personnel	(59)	(56)
Résultat financier	**(13)**	**(3)**

Le résultat sur cession de titres compris dans la part liée aux opérations de fin de cycle inclut 16 millions d'euros de reprise de la dépréciation durable affectée aux titres cédés.

Au 31 décembre 2004, le résultat financier lié aux actifs financiers de couverture des opérations de fin de cycle comprenait 62 millions d'euros de reprise de provision pour dépréciation de titres.

Le résultat sur cession de titres non lié aux opérations de fin de cycle comprend, au 31 décembre 2005, la cession des titres Assystem Brime pour 25 millions d'euros et la cession des titres ERA pour 59 millions d'euros et, au 31 décembre 2004, principalement la cession des titres Total.

NOTE 8. IMPÔTS

Analyse de la charge d'impôt

(en millions d'euros)	2005	2004
Impôts courants (France)	15	(51)
Impôts courants (autre pays)	(102)	(91)
Total impôt courant	**(87)**	**(142)**
Impôts différés	(59)	18
Total impôts	**(146)**	**(124)**

Rapprochement entre la charge d'impôt et le résultat avant impôts

(en millions d'euros)	2005	2004
Résultat net	1 049	451
Moins résultat sur cession d'activité	(598)	(31)
Intérêts minoritaires	94	139
Résultat net des sociétés mises en équivalence	(153)	(128)
Charge (produit) d'impôt	146	124
Résultat avant impôts	538	555
Profit (charge) d'impôt théorique	**(185)**	**(193)**
Rapprochement	-	-
Incidence de la fiscalité de Groupe	38	61
Opérations imposées à taux réduit	39	63
Différences permanentes	(38)	(55)
Produit (charge) réel d'impôt	**(146)**	**(124)**

Taux d'imposition retenus pour la France

(en %)	2005	2004
Taux d'impôt	34,43	34,93

Détail des différences permanentes

(en millions d'euros)	2005	2004
Régime sociétés mère filiales et dividendes intra-Groupe	(4)	(3)
Effet des différences permanentes fiscales	3	(7)
Effet des opérations internes ou intra-Groupe	(10)	(30)
Autres différences permanentes	(27)	(15)
Total différences permanentes	**(38)**	**(55)**

Taux effectif d'impôt du Groupe

(en millions d'euros)	2005	2004
Résultat opérationnel	551	558
Résultat financier	(13)	(3)
Autres résultats	-	-
Total résultat soumis à l'impôt	**538**	**555**
Charge d'impôt	(146)	(124)
Taux effectif d'imposition	**27,14 %**	**22,34 %**

Actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2005	2004
Actif d'impôts différés	892	471
Passif d'impôts différés	865	549
Total actifs et passifs d'impôts différés	**27**	**(78)**

Principaux actifs et passifs d'impôts différés consolidés par nature

(en millions d'euros)	2005	2004
Effet fiscal des différences temporelles liées aux :		
Immobilisations	(112)	86
Actifs circulants	(31)	(8)
Provisions pour retraites	274	247
Provisions pour restructuration	54	29
Provisions réglementées	(387)	(381)
Provisions pour démantèlement	(331)	(206)
Écarts d'évaluations	17	(12)
Effets des reports déficitaires	559	87
Autres différences temporelles	(16)	80
Total des impôts différés actifs et passifs nets	**27**	**(78)**

Échéancier

(en millions d'euros)	2005	2004
Actif d'impôts différés à recouvrer au-delà de 12 mois	3	(167)
Actif d'impôts différés à recouvrer dans les 12 mois	24	89

Variation des actifs et passifs d'impôts différés consolidés

(en millions d'euros)	2005	2004
Au 1er janvier	**(78)**	**(212)**
Impôts comptabilisés au compte de résultat	(59)	18
Impôts comptabilisés en cession d'activité	419	(9)
Impôts comptabilisés directement en capitaux propres	(179)	2
Variations de périmètre	(95)	132
Écarts de conversion	19	(15)
Autres mouvements	-	6
Au 31 décembre	**27**	**(78)**

Détail des impôts différés comptabilisés directement en capitaux propres

(en millions d'euros)	2005	2004
Changement de méthode	7	-
Impacts IAS 32-39	(186)	-
Total des impôts différés directement comptabilisés en capitaux propres	**(179)**	**0**

Actifs d'impôts non comptabilisés

(en millions d'euros)	2005
Crédits d'impôts	57
Pertes fiscales	282
Autres différences temporelles	-
Total des impôts différés non reconnus	**339**

NOTE 9. RÉSULTAT NET D'IMPÔT DES ACTIVITÉS CÉDÉES

Le résultat net d'impôt des activités cédées correspond, en 2005, aux éléments suivants :

- le résultat net de l'activité cédée* (FCI) sur la période 1er janvier – 3 novembre 2005, date de cession : 70 M€
- le résultat de cession proprement dit : 109 M€
- l'effet impôt qui s'y rattache : 419 M€

** Y compris la reprise en résultat des réserves de conversion et des capitaux propres recyclables.*

Le résultat des activités cédées s'élève à 598 millions d'euros, dont 528 millions d'euros de plus-value nette d'impôt proprement dite.

Le résultat de cession consolidé correspond à la différence entre le prix de vente (582 millions d'euros) et la valeur des capitaux propres cédés (459 millions d'euros), sous déduction des frais de cession (14 millions d'euros). Il s'élève à 109 millions d'euros.

L'effet impôt correspond d'une part à l'activation de la moins-value court terme qui pourra être imputée sur les bénéfices dégagés par les activités opérationnelles du groupe (382 millions d'euros), et d'autre part à la reprise d'impôts différés passifs liés au régime du bénéfice consolidé pour 37 millions d'euros.

En 2004, le résultat net d'impôt des activités cédées correspond au résultat net de FCI.

NOTE 10. GOODWILL

L'évolution des goodwills est la suivante au 31 décembre 2005 :

(en millions d'euros)	1er janvier 2005	Acquisitions	Cessions	Options de vente des minoritaires	Écarts de conversion	Autres	31 décembre 2005
Pôles Nucléaires	**1 378**	**36**	**-**	**164**	**17**	**1**	**1 596**
Amont	191	-	-	(6)	-	-	185
Réacteurs et Services	243	36	-	-	17	1	298
Aval	-	-	-	-	-	-	-
AREVA nucléaire non affecté	944	-	-	170	-	-	1 114
Pôle Transmission & Distribution	**564**	**(3)**	**(45)**	**-**	**-**	**(17)**	**499**
Pôle Connectique	**264**		**(300)**	**-**	**36**	**-**	**0**
Total	**2 206**	**33**	**(345)**	**164**	**53**	**(16)**	**2 095**

L'augmentation des goodwills provient principalement :

- de l'acquisition de la société suédoise Uddcomb spécialisée en études d'ingénierie, analyses, et gestion de projets ainsi qu'en services de réparation pour l'industrie nucléaire (14,5 millions d'euros),
- et du rachat à Siemens d'une activité spécialisée dans la maintenance de contrôle commande en centrales nucléaires (21,5 millions d'euros).

La cession des activités de T&D en Australie et Nouvelle-Zélande a conduit à une diminution du goodwill de 45 millions d'euros et l'acquisition de l'Inde et du Pakistan a conduit à un mouvement non significatif sur le goodwill constaté en 2004 lors de l'acquisition de AREVA T&D.

Par ailleurs, la finalisation avec Alstom des accords relatifs à l'avenant au contrat d'acquisition de T&D et la prise en compte des actifs non transférés ont conduit à minorer le goodwill de 17 millions d'euros.

La rubrique "AREVA nucléaire non affecté" correspond d'une part au goodwill comptabilisé lors de la constitution d'AREVA en 2001, et d'autre part à l'excédent de la valeur des options de vente détenues par les actionnaires minoritaires de AREVA NP sur le montant des intérêts minoritaires correspondants. La réévaluation de ces options au 31 décembre 2005 a donné lieu à une augmentation du goodwill de 170 millions d'euros.

D'autre part, les actionnaires minoritaires d'Eurodif n'ayant pas exercé les options de vente qu'ils détenaient avant leur date d'expiration, ces options sont devenues caduques et le goodwill correspondant, soit 6 millions d'euros, a été annulé.

Tests de dépréciation des goodwills

Le Groupe a procédé à des tests de dépréciation de ses goodwills au 31 décembre 2005 pour toutes les unités génératrices de trésorerie auxquelles des goodwills sont affectés.

Comme mentionné dans la Note 1.10., ces tests consistent à comparer la valeur comptable nette des actifs des UGT à leur valeur recouvrable ; cette dernière étant évaluée suivant la méthode des flux de trésorerie prévisionnels actualisés.

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour calculer la valeur actualisée des flux de trésorerie prévisionnels des UGT :

	Taux d'actualisation après impôt	Taux d'actualisation équivalents avant impôt	Taux de croissance de l'année normative
Pôle Amont	9 %	13 %	2 %
Pôle Réacteurs et Services	8 %	10,25 à 11,5 %	2 %
Pôle Transmission & Distribution	9 %	13 %	2 %
AREVA Nucléaire (taux moyens)	8 %	10,5 %	2 %

Ces tests n'ont pas donné lieu à la constatation d'une dépréciation.

Au 31 décembre 2004, l'évolution des goodwills est la suivante :

(en millions d'euros)	1er janvier 2004	Acquisitions	Cessions	Dépréciations	Écarts de conversion	Autres	31 décembre 2004*
Pôles Nucléaires	**867**	**2**	**(8)**	**(9)**	**(8)**	**(22)**	**822**
Amont	207	-	-	-	-	(22)	185
Réacteurs et services	249	2	-	-	(8)	-	243
AREVA Nucléaire non affecté	411	-	(8)	(9)	-	-	394
Pôle Transmission & Distribution	**-**	**564**	**-**	**-**	**-**	**-**	**564**
Pôle Connectique	**284**	**-**	**-**	**-**	**(20)**	**-**	**264**
Total	**1 151**	**567**	**(8)**	**(9)**	**(29)**	**(22)**	**1 649**

** Hors IAS 32.*

L'acquisition de T&D a généré un goodwill de 564 millions d'euros.

Le montant "autres" est généré par la reconnaissance au cours de l'exercice d'un actif d'impôt différé qui ne répondait pas aux critères d'activation à la date de l'acquisition de Duke dans le Pôle Amont.

Les dépréciations portent sur des activités provenant de l'acquisition de Duke, mais que le Groupe ne souhaite pas conserver.

L'écart de 556 millions d'euros entre la valeur des goodwills des pôles Nucléaires au 31 décembre 2004 et au 1er janvier 2005 provient de l'incidence de la première application de la norme IAS 32, et correspond à l'excédent de la valeur des options de vente détenues par les actionnaires minoritaires de AREVA NP et d'Eurodif sur le montant des intérêts minoritaires correspondants.

NOTE 11. AUTRES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Les actifs incorporels comprennent essentiellement des frais de recherches minières et des frais de recherche et développement immobilisés.

2005

(en millions d'euros)	**Valeurs nettes au 1er janvier 2005**	Investissements	Cessions	Dotations aux amortissements	Écarts de conversion	Autres variations	**Valeurs nettes au 31 décembre 2005**
Frais de recherches minières	319	58	0	(23)	60	(2)	413
Frais de recherche & développement	0	80	0	(10)	1	0	71
Autres	277	61	0	(68)	8	1	278
Total	**597**	**199**	**0**	**(101)**	**69**	**(1)**	**761**

Au 31 décembre 2005, les investissements, réalisés principalement en Finlande, Canada, France et Kazakhstan, correspondent aux Business Units *Réacteurs* (85 millions d'euros), *Mines* (58 millions d'euros) et *Enrichissement* (26 millions d'euros).

Il s'agit d'une part de l'activation de frais de recherche et développement liés à différents projets selon la norme IAS 38 et d'autre part de frais de développement industriel des sites miniers.

Au 31 décembre 2005, les autres immobilisations incorporelles comprennent principalement des concessions et brevets (115 millions d'euros) et des logiciels (51 millions d'euros).

2004

(en millions d'euros)	Valeurs nettes au 1er janvier 2004	Investissements	Cessions	Dotations aux amortissements	Écarts de conversion	Autres variations	Valeurs nettes au 31 décembre 2004
Frais de recherches minières	278	36	0	(15)	(6)	26	319
Autres	191	22	(1)	(67)	(3)	136	277
Total	**469**	**58**	**(1)**	**(82)**	**(9)**	**162**	**597**

Au 31 décembre 2004, les variations de périmètre du poste "frais d'exploration et de recherches minières" s'expliquent principalement par la consolidation par intégration globale de Katco à compter du 1er mai 2004 et par l'intégration par la méthode proportionnelle des sociétés minières AMC et Cominak antérieurement mises en équivalence (Note 2).

Au 31 décembre 2004, les autres immobilisations incorporelles comprennent principalement des logiciels (59 millions d'euros), des concessions et brevets (116 millions d'euros), des marques (25 millions d'euros).

Frais d'exploration et de recherches minières immobilisés

(en millions d'euros)	**Valeurs nettes au 1er janvier 2005**	Investissements	Cessions	Dotations aux amortissements	Écarts de conversion	Autres variations	**Valeurs nettes au 31 décembre 2005**
Uranium	305	53	0	(16)	60	(2)	400
Or	14	5	0	(7)	0	0	12
Total	**319**	**58**	**0**	**(23)**	**60**	**(2)**	**413**

(en millions d'euros)	Valeurs nettes au 1er janvier 2004	Investissements	Cessions	Dotations aux amortissements	Écarts de conversion	Autres variations	Valeurs nettes au 31 décembre 2004
Uranium	265	31	0	(8)	(6)	23	305
Or	13	5	0	(7)	0	4	14
Total	**278**	**36**	**0**	**(15)**	**(6)**	**26**	**319**

Frais d'exploration (inclus dans les frais de recherche et de développement du compte de résultat)

(en millions d'euros)	**2005**	**2004**
Uranium	14	13
Or	2	3
Total	**16**	**16**

NOTE 12. ACTIFS DE FIN DE CYCLE

Le Groupe reconnaît, en complément de la valeur de ses immobilisations corporelles, la part à terme des coûts des opérations de fin de cycle (démantèlement des installations nucléaires, décontamination) dont il a la responsabilité financière. Cet actif quote-part Groupe est amorti sur le même rythme que les immobilisations sous-jacentes. Il constate aussi un actif quote-part tiers pour la part devant être financée par certains clients sur les opérations de démantèlement et de reprise et conditionnement des déchets. En contrepartie, le coût total estimé des opérations de fin de cycle est provisionné dès la mise en service actif, y compris, le cas échéant, la quote-part financée par des tiers.

	Quote-part Groupe						
	Valeur brute	Amortis-sements	Valeur nette	Quote-part tiers	**31 décembre 2005**	31 décembre 2004	1er janvier 2004
Démantèlement	613	(451)	163	1 553	1 715	1 695	3 223
Reprise et conditionnement des déchets	-	-	-	493	493	482	2 563
Total	**613**	**(451)**	**163**	**2 045**	**2 208**	**2 177**	**5 786**

2005

(en millions d'euros)	**Valeurs nettes au 1er janvier 2005**	Augmentation	Diminution	Dotations et reprises aux amortissements et provisions	Désactualisation	Autres variations	**Valeurs nettes au 31 décembre 2005**
Quote-part Groupe	162	5	-	(18)	0	14	163
Quote-part tiers	2 015	0	(41)	0	74	(3)	2 045
Actif Marcoule	-	-	-	-	-	-	-
Total	**2 177**	**5**	**(41)**	**(18)**	**74**	**11**	**2 208**

2004

(en millions d'euros)	Valeurs nettes au 1er janvier 2004	Augmentation	Diminution	Dotations et reprises aux amortissements et provisions	Désactualisation	Autres variations	Valeurs nettes au 31 décembre 2004
Quote-part Groupe	171	8		(19)	-	2	162
Quote-part tiers	2 115	-	(51)	-	98	(147)	2 015
Actif Marcoule	3 500	-	(3 500)	-	-	-	0
Total	**5 786**	**8**	**(3 551)**	**(19)**	**98**	**(145)**	**2 177**

Le montant des actifs nets de démantèlement s'élève à 2 208 millions d'euros au 31 décembre 2005 contre 2 177 millions d'euros au 31 décembre 2004.

La quote-part des tiers dans les actifs de fin de cycle correspond essentiellement au financement attendu d'EDF pour le site de La Hague et du CEA pour le site de Pierrelatte. Ce poste augmente de la désactualisation et diminue des travaux effectués.

Les coûts liés à la reprise et au conditionnement des déchets (RCD) correspondent au financement attendu d'EDF sur sa quote-part d'engagement pour le site de La Hague. Ces actifs sont destinés à être recouvrés en cas de signature d'un accord avec EDF finalisant ses modalités de règlement. En effet, lorsque les prestations de RCD bénéficient d'engagements contractuels avec des tiers couvrant les coûts futurs, aucun passif et actif correspondant n'est comptabilisé. La quote-part des travaux de RCD réalisée et devant être financée par EDF est positionnée dans les en-cours de production.

NOTE 13. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

2005

(en millions d'euros)	Terrains	Constructions	Installations, matériels et outillage industriels	Actifs de démantèlement	Autres	En cours	Total
Valeurs brutes au 1er janvier 2005	**238**	**2 047**	**17 328**	**585**	**848**	**277**	**21 324**
Investissements	1	17	87	0	31	280	415
Cessions	(15)	(40)	(91)	0	(56)	(15)	(217)
Écarts de conversion	8	49	112	3	19	12	204
Variations de périmètre	(23)	(198)	(877)	0	(110)	(47)	(1 255)
Autres variations	(1)	21	165	26	25	(236)	0
Valeurs brutes au 31 décembre 2005	**208**	**1 897**	**16 725**	**613**	**757**	**271**	**20 471**
Amortissements et provisions au 1er janvier 2005	**(81)**	**(1 259)**	**(15 036)**	**(423)**	**(661)**	**0**	**(17 459)**
Dotations nettes aux amortissements/ Pertes de valeur	(1)	(71)	(313)	(18)	(62)	0	(466)
Cessions	4	28	85	0	51	0	168
Écarts de conversion	(1)	(17)	(62)	0	(14)	0	(95)
Variations de périmètre	2	105	709	0	88	0	905
Autres variations	1	5	19	(10)	6	(2)	19
Amortissements et provisions au 31 décembre 2005	**(78)**	**(1 208)**	**(14 600)**	**(451)**	**(591)**	**(2)**	**(16 928)**
Valeurs nettes au 1er janvier 2005	**157**	**789**	**2 292**	**162**	**188**	**277**	**3 865**
Valeurs nettes au 31 décembre 2005	**131**	**688**	**2 125**	**163**	**166**	**269**	**3 542**

Les variations de périmètre comprennent principalement la sortie de FCI pour (350) millions d'euros.

2004

(en millions d'euros)	Terrains	Constructions	Installations, matériels et outillage industriels	Actifs de démantèlement	Autres	En cours	Total
Valeurs brutes au 1er janvier 2004	**195**	**1 840**	**16 775**	**605**	**684**	**391**	**20 491**
Acquisitions	1	21	110	-	47	275	455
Cessions	(17)	(121)	(214)	-	(50)	(142)	(543)
Écarts de conversion	(2)	(14)	(36)	(1)	(5)	(3)	(61)
Variations de périmètre	62	306	502	-	183	23	1 076
Autres	(2)	15	190	(20)	(10)	(266)	(93)
Valeurs brutes au 31 décembre 2004	**238**	**2 047**	**17 328**	**585**	**848**	**277**	**21 324**
Amortissements et provisions au 1er janvier 2004	**(86)**	**(1 149)**	**(14 558)**	**(434)**	**(510)**	**(134)**	**(16 871)**
Dotation nette aux amortissements	(2)	(83)	(359)	(19)	(69)	-	(531)
Pertes de valeur	-	-	-	-	-	134	134
Cessions	2	91	228	-	51	-	373
Écarts de conversion	-	5	22	-	4	-	32
Variations de périmètre	(1)	(147)	(396)	-	(135)	-	(679)
Autres	6	24	26	30	(2)	-	83
Amortissements et provisions 2004	**(81)**	**(1 259)**	**(15 036)**	**(423)**	**(661)**	**0**	**(17 459)**
Valeurs nettes au 1er janvier 2004	**109**	**691**	**2 217**	**171**	**174**	**257**	**3 620**
Valeurs nettes au 31 décembre 2004	**157**	**788**	**2 292**	**162**	**187**	**277**	**3 865**

Les variations de périmètre comprennent l'entrée de périmètre T&D pour 372 millions d'euros.
En 2005, la valeur nette des contrats de crédit-bail capitalisés est de 31 millions d'euros (40 millions d'euros en 2004).

NOTE 14. ACTIFS DE COUVERTURE DES OPÉRATIONS DE FIN DE CYCLE

Ce poste comporte les éléments suivants :

(en millions d'euros)	31 décembre 2005	1er janvier 2005*
Créances liées au démantèlement	129	110
Portefeuille dédié	**2 669**	**2 398**
Total	**2 798**	**2 508**

** Avec IAS 39.*

Les créances liées au démantèlement comprennent principalement la créance sur le CEA résultant de la signature en décembre 2004 d'un accord pour la prise en charge par ce dernier d'une quote-part des coûts de démantèlement d'ateliers des usines de La Hague et Cadarache ; cette créance, qui porte intérêt à un taux proche de 5 %, s'élève à 123 millions d'euros TTC au 31 décembre 2005. Son échéance n'est pas déterminée.

La répartition du portefeuille dédié est décrite ci-dessous :

(en millions d'euros)	31 décembre 2005	1er janvier 2005
EN VALEUR DE MARCHÉ		
Actions cotées	570	977
FCP actions	973	833
FCP obligataires et monétaires	**1 126**	**588**
Total	**2 669**	**2 398**
PAR ORIGINE GÉOGRAPHIQUE		
Zone euro	2 164	1 972
Europe hors zone euro	502	424
Autres	2	1
Total	**2 669**	**2 398**

Objectif du portefeuille dédié

En tant qu'exploitant d'installations nucléaires, le groupe AREVA a l'obligation juridique de procéder, lors de l'arrêt définitif de tout ou partie de ses installations industrielles, à leur mise en sécurité et à leur démantèlement. Il doit également trier et conditionner selon les normes en vigueur les différents déchets et rebuts issus des activités d'exploitation passées et du démantèlement des installations, en vue du stockage définitif de ces déchets ultimes (cf. Note 25).

Pour faire face à sa quote-part d'engagement, le Groupe a décidé de dédier une partie de sa trésorerie aux dépenses futures de démantèlement des installations et de gestion des déchets et rebuts. Il a donc constitué un portefeuille spécifique dédié au paiement des dépenses liées à ces obligations.

Composé à partir de l'échéancier des dépenses, qui devrait s'étendre pour la plus grande part sur une période postérieure à 2025 et allant jusqu'en 2060, ce portefeuille est géré dans une optique long terme.

Ce portefeuille est investi en produits de taux à court et long terme et en actions européennes, via des participations directes ou indirectes dans des sociétés françaises cotées et via des fonds communs de placement en actions européennes dont la gestion est externalisée. Il est constitué de 58 % d'actions et de 42 % de produits de taux au 31 décembre 2005 (75 % d'actions et 25 % de produits de taux au 1er janvier 2005).

La composition de ce portefeuille et son évolution dans le temps s'inscrit dans le cadre d'études d'allocation stratégique cible d'actifs analysées par le Comité de suivi de la couverture des charges d'assainissement et de démantèlement.

Le Groupe s'appuie sur un conseil externe pour superviser la cohérence d'ensemble et contrôler les performances de la gestion dédiée sur le long terme. La performance globale de ce portefeuille est appréciée depuis le 1er janvier 2005 par rapport au MSCI Actions Europe pour sa composante actions et un indice composite FTSE obligations d'État zone euro pour sa composante taux.

Actions cotées

Le portefeuille d'actions cotées est le suivant :

Valeur détenue	Nombre de titres	Valeur de marché au 31 décembre 2005	Valeur de marché au 1er janvier 2005
AGF	-	-	46
Suez	-	-	447
Michelin	1 774 225	84	89
Saint-Gobain	6 328 000	318	280
Schneider	2 220 782	167	114
Total actions cotées		**570**	**977**

Dans le cadre de la politique de gestion qui est imposée aux gérants, la composition des fonds doit en permanence respecter les contraintes suivantes :

Composition des FCP de taux

Les FCP de taux sont composés :

- pour 80 % minimum par des produits de taux en euros,
- ou dans la limite de 20 % maximum des fonds gérés, par des produits de taux en dollars US ou en monnaies des pays de l'Union européenne hors euro, obligatoirement couverts pour la partie change.

Appréciation du risque

La détention d'actions est exclue. La sensibilité aux taux d'intérêt de chacun des FCP est impérativement comprise entre deux bornes, 0 au minimum, et 5 au maximum. Cette moyenne était de 2,04 au 30 juin 2005. Le rating des titres sélectionnés fait l'objet d'au moins une notation de la part d'un des organismes Moody's ou Standard & Poor's, conforme à la grille ci-dessous :

	Moody's	S&P
0 - 1 an	P1	A1
1 - 4 ans	Aa3	AA-
4 - 7 ans	Aa1	AA+
> 7 ans	Aaa	AAA

Produits dérivés

Les instruments dérivés n'ont vocation qu'à couvrir les positions existantes. La somme des engagements nominaux ne peut excéder l'actif net du FCP.

Valorisation des FCP

La valeur d'inventaire des FCP de taux est déterminée en valorisant les titres détenus par chaque fonds à leur valeur de marché du dernier jour de l'exercice.

FCP dédiés actions

Composition des FCP d'actions

Une partie des actifs permettant de couvrir les dépenses futures d'assainissement et de démantèlement a été investie avec une optique long terme dans des fonds communs de placement actions dédiés à AREVA. Ces FCP sont investis à 100 %, les liquidités dues aux opérations sur titres n'étant que temporaires. Un FCP, représentant 2 % des encours, est investi en titres français. Les FCP restant sont investis de manière permanente à 90 % au minimum en titres de sociétés de l'Union européenne. Aucune ligne ne dépasse 5 % de l'actif total des FCP dédiés Actions.

Appréciation du risque

Pour les FCP investis en actions européennes hors France, la référence est le MSCI Europe ex France dividende net réinvesti. Pour le FCP investi en actions françaises, la référence est le MSCI France dividende net réinvesti. La mesure de volatilité relative des performances par rapport au benchmark (Tracking error) se situe pour l'ensemble combiné des FCP entre 2 et 3 sur longue période. L'évolution de ces fonds est donc proche de l'indice.

Produits dérivés

Les instruments dérivés n'ont vocation qu'à couvrir les positions existantes. La somme des engagements nominaux ne peut excéder l'actif net du FCP.

Valorisation des FCP

La valeur d'inventaire de ces FCP est égale à leur valeur liquidative, déterminée en valorisant les titres détenus par chaque fonds à leur valeur de marché du dernier jour de l'exercice.

Situation à fin décembre 2005

La valeur de marché de ce portefeuille évaluée sur la base des cours de clôture de la période est de 2 669 millions d'euros contre 2 398 millions d'euros au 1er janvier 2005.

Le portefeuille dédié est dimensionné de telle manière à ce qu'il permette la couverture des engagements figurant au bilan incombant au Groupe à l'échéance des opérations de fin de cycle.

Il est actuellement constitué de 58 % d'actions et de 42 % de produits de taux, contre 75 % d'actions et 25 % de produits de taux au 31 décembre 2004. La diminution du poids des actions est due à la sortie de ce portefeuille dédié de la ligne Suez qui a été reclassée en "autres actifs financiers non courants" (cf. Note 16), l'équivalent de cette ligne ayant été investi temporairement en OPCVM monétaires.

Par ailleurs, les actions AGF ont été cédées afin de financer les dépenses de l'année 2005, notamment le paiement de la soulte au CEA au titre du démantèlement de l'usine de Marcoule.

Une analyse est en cours sur la stratégie d'allocation des actifs composant le portefeuille dédié.

Le tableau suivant montre la répartition sectorielle du portefeuille des FCP Actions :

Secteurs en %	Ensemble des FCP
Énergie	11
Produits de base	5
Industrie	8
Consommation cyclique	8
Consommation non cyclique	11
Santé	11
Finance	30
Technologie de l'information	3
Télécom	7
Utilities	5
Total	**100**

NOTE 15. PARTICIPATIONS DANS LES SOCIÉTÉS ASSOCIÉES

Évolution des participations dans les sociétés associées

(en millions d'euros)	**2005**
Valeur des participations dans les sociétés associées au 1er janvier	1 313
Quote-part de résultat net	153
Dividendes	(29)
Écarts de conversion	34
Acquisition	27
Cession	(2)
Autres variations	(209)
Valeur des participations dans les sociétés associées au 31 décembre	**1 288**

Les autres variations concernent principalement la diminution de la quote-part de STMicroelectronics consécutive à la cession par France Télécom de sa participation (cf. infra).

Détail des participations dans les entreprises associées

31 décembre 2005 *(en millions d'euros)*	% de contrôle	Part dans le résultat des sociétés associées	Participations dans les sociétés associées hors goodwill	Goodwill	Valeur des participations dans les sociétés associées (y.c. goodwill)
STMicroelectronics (1)	10,94	38	788	43	831
Eramet	26,25	104	356	35	391
REpower	21,20	0	21	7	27
Autres sociétés associées		11	38	-	38
Total		**153**	**1 203**	**85**	**1 288**

1er janvier 2005 *(en millions d'euros)*	% de contrôle	Part dans le résultat des sociétés associées	Participations dans les sociétés associées hors goodwill	Goodwill	Valeur des participations dans les sociétés associées (y.c. goodwill)
STMicroelectronics (1)	13,9	74	922	59	981
Eramet	26,2	48	268	35	303
Autres sociétés associées		6	29	-	29
Total		**128**	**1 219**	**94**	**1 313**

(1) En 2004, STMicroelectronics était détenue à 30,8 % par STMicroelectronics Holding II B.V., elle-même détenue à 100 % par STMicroelectronics Holding NV. Cette dernière entité est détenue à 45,2 % par FT1CI qui est intégrée globalement et détenue à hauteur de 79 % par AREVA. Le pourcentage de contrôle d'AREVA dans STMicroelectronics est de 13,9 % et le pourcentage d'intérêt de 11 % au 31 décembre 2004. En août 2005, France Télécom a cédé sa participation dans STMicroelectronics. De ce fait, AREVA détient, au 31 décembre 2005, 100 % de FT1CI et le pourcentage de contrôle est égal au pourcentage d'intérêt (10,9 %)

STMicroelectronics n'a pas, dans le délai d'arrêté des comptes, publié le détail des impacts de l'application du référentiel IFRS dans ses comptes. En conséquence, les titres de cette société associée ne font pas l'objet de l'ensemble des retraitements IFRS qui pourraient s'avérer nécessaires.

Le pacte d'actionnaires renouvelé le 17 mars 2004 entre AREVA, France Télécom (jusqu'en août 2005) et Finmeccanica permet d'établir les règles entre les parties et vise à améliorer la liquidité de leurs participations indirectes dans la société et à préserver un actionnariat stable et équilibré. Il confère à AREVA une influence notable sur la société STMicroelectronics.

Juste valeur des participations dans les entreprises associées cotées

(en millions d'euros)	**31 décembre 2005**			**1er janvier 2005**		
	% de contrôle	Participations dans les sociétés associées	Juste valeur au cours de Bourse	% de contrôle	Participations dans les sociétés associées	Juste valeur au cours de Bourse
STMicroelectronics (1)	10,94	831	1 507	13,89	981	1 804
Eramet	26,25	391	547	26,25	303	447
REpower	21,20	27	40	-	-	-
Total	**-**	**1 249**	**2 094**	**-**	**1 284**	**2 252**

NOTE 16. AUTRES ACTIFS FINANCIERS NON COURANTS

(en millions d'euros)	31 décembre 2005	1er janvier 2005
Titres disponibles à la vente	1 976	1 114
Créances rattachées à des participations	32	38
Autres actifs financiers non courants	355	318
Dérivés sur opérations de financement	2	21
Total	**2 365**	**1 491**

Titres disponibles à la vente

Les titres disponibles à la vente se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Nombre de titres au 31 décembre 2005	31 décembre 2005	1er janvier 2005
Actions cotées (en valeur de marché)			
- Total	1 837 516	390	295
- Alcatel	2 597 435	27	30
- Société Générale	1 690 000	176	126
- Assystem Brime (1)	-	-	89
- Suez	27 627 000	727	-
- Safran (ex Sagem)	30 772 945	622	483
Titres de participation non cotés	-	34	91
Total		**1 976**	**1 114**

(1) Au 1er janvier 2005, la valeur de la ligne Assystem Brime comprend les bons de souscription d'actions remboursables (BSAR).

Les titres disponibles à la vente comprennent principalement les titres des sociétés cotées détenus par AREVA, notamment les titres des sociétés Safran et Suez :

- À l'issue de l'Offre Publique d'Échange déposée le 27 décembre 2004 par Sagem sur les actions de la société Snecma assortie d'une Offre Publique d'Achat subsidiaire, AREVA détient 7,4 % du capital et 12,5 % des droits de vote dans cette société, désormais dénommée Safran.

- Les titres que AREVA détenait dans Suez au 1er janvier 2005 faisaient partie du portefeuille dédié aux opérations de fin de cycle (cf. Note 14). À l'issue de l'Offre Publique Combinée déposée le 9 août 2005 par Suez sur sa filiale Electrabel, ainsi que de l'augmentation de capital avec droits préférentiels de souscription en même date à laquelle AREVA a souscrit, AREVA détient 2,18 % du capital et 1,98 % des droits de vote dans cette société ; suite à cette opération, ces titres ont été reclassés en "autres actifs financiers non courants".

Les titres Assystem Brime ont été cédés au cours du premier semestre 2005.

L'évolution des "titres de participation non cotés" est imputable à la cession de la participation de 7,8 % que détenait AREVA dans Energy Resources of Australia, société minière uranifère australienne ; cette cession a généré une plus-value de 59 millions d'euros portée en résultat financier (cf. Note 7).

Au 31 décembre 2005, cette rubrique se compose essentiellement de participations dans des sociétés détenant des parts de gisements miniers.

Autres actifs financiers non courants

Au 1er janvier et au 31 décembre 2005, cette rubrique se compose essentiellement :

- de l'avance aux actionnaires d'Urenco concernant l'acquisition de la société ETC, pour 150 millions d'euros,

- et de dépôts auprès des douanes des États-Unis dans le cadre du litige Usec, pour 159 millions d'euros (123 millions d'euros à fin 2004).

Urenco

En 2003, le groupe AREVA a pris la décision d'investir dans le procédé d'enrichissement de l'uranium par ultracentrifugation gazeuse. À cet effet, AREVA a conclu des accords avec les actionnaires de la société Urenco, propriétaire de cette technologie afin d'acquérir 50 % de leur filiale de technologie ETC. Ces accords ont également pour objectif d'obtenir le droit d'utilisation de ladite technologie et d'assurer la fourniture des cascades de centrifugeuses et des services associés nécessaires à la construction de l'usine George Besse II. Une avance de 150 millions d'euros a été versée en 2003 à valoir sur le prix global de l'acquisition des titres et du droit d'utilisation de la technologie d'enrichissement par ultracentrifugation.

Ces accords sont suspendus à l'entrée en vigueur, au plus tard au 5 juillet 2006, du traité quadripartite intergouvernemental entre la France, l'Allemagne, le Royaume-Uni et les Pays-Bas, signé à Cardiff en juillet 2005 et qui a pour objet le contrôle et l'encadrement par les quatre gouvernements de l'usage de la technologie d'ETC. À ce jour, le traité a été ratifié par la France, l'Allemagne et le Royaume-Uni. Le processus de ratification parlementaire aux Pays-Bas se poursuit.

Usec

En 2001, le Département Américain du Commerce (DOC) a imposé des droits compensateurs sur les importations en provenance de France, d'Allemagne, des Pays-Bas et de Grande-Bretagne à l'encontre des enrichisseurs européens ; cette action fait suite aux plaintes déposées en décembre 2000 par l'United States Enrichment Corporation (Usec) à l'encontre d'Eurodif et d'Urenco pour dumping et subvention. Le niveau des droits compensateurs appliqués aux exportations d'Eurodif aux États-Unis a conduit à déposer auprès des douanes américaines 188 millions de dollars à fin 2005, récupérables à l'issue des procédures. Le litige Usec est décrit dans la Note 35. Ce dépôt n'est pas provisionné, de même que les montants déposés auprès des douanes américaines, compte tenu du niveau de confiance du Groupe quant à l'issue de cette affaire.

NOTE 17. STOCKS ET EN-COURS

(en millions d'euros)	31 décembre 2005			1er janvier 2005		
	Valeur brute	Dépréciation	Valeur nette	Valeur brute	Dépréciation	Valeur nette
Matières premières et autres approvisionnements	692	(171)	521	669	(188)	481
En-cours de production de biens	546	(19)	527	497	(14)	483
En-cours de production de services	577	(89)	488	498	(89)	409
Produits intermédiaires et finis	765	(28)	737	794	(41)	753
Total valeur nette	**2 580**	**(307)**	**2 273**	**2 458**	**(332)**	**2 126**
• Dont stocks et en-cours valorisés :						
– au coût de revient :			2 048			1 713
– en valeur nette de réalisation :			225			299
** Données hors FCI (114 millions d'euros)*			2 273			2 012*

(en millions d'euros)	31 décembre 2004			1er janvier 2004		
	Valeur brute	Dépréciation	Valeur nette	Valeur brute	Dépréciation	Valeur nette
Matières premières et autres approvisionnements	669	(188)	481	468	(141)	327
En-cours de production de biens	497	(14)	483	372	(20)	352
En-cours de production de services	498	(89)	409	381	(23)	358
Produits intermédiaires et finis	766	(41)	725	636	(46)	590
Total valeur nette	**2 430**	**(332)**	**2 098**	**1 857**	**(230)**	**1 627**

L'augmentation des stocks en 2004 s'explique principalement par l'acquisition de T&D (513 millions d'euros de stocks à la date d'acquisition).

• Dont stocks et en-cours valorisés : (hors données FCI) :	
– au coût de revient :	1 712
– en valeur nette de réalisation :	270
	1 982

L'écart entre la valeur nette des stocks au 31 décembre 2004 (hors IAS 39) et au 1er janvier 2005 (avec IAS 39) provient de la revalorisation des stocks d'uranium de l'activité Trading en juste valeur.

NOTE 18. CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS

(en millions d'euros)	31 décembre 2005	1er janvier 2005	31 décembre 2004	1er janvier 2004
Valeurs brutes	3 856	3 358	3 357	2 275
Dépréciation	(63)	(67)	(67)	(41)
Valeurs nettes	**3 793**	**3 291**	**3 290**	**2 234**

Le poste Clients et comptes rattachés inclut, au 31 décembre 2004, un montant de 1 080 millions d'euros en valeur brute relatifs à l'activité Transmission & Distribution.

Variation des dépréciations sur Clients et comptes rattachés

1er janvier 2005	**(67)**
Variations de périmètre	(4)
Dotations	(18)
Reprises utilisées	21
Reprises non utilisées	14
Autres (Conversion)	(9)
31 décembre 2005	**(63)**

La valeur brute des Clients et comptes rattachés se ventile par échéance de la façon suivante :

- Moins d'un an : 3 551 M€
- De 1 à 5 ans : 285 M€
- Plus de 5 ans : 20 M€

Au 31 décembre 2005, le poste Clients et comptes rattachés inclut des créances sur contrats comptabilisés selon la méthode de l'avancement pour 1 248 millions d'euros (contre 934 millions d'euros au 1er janvier 2005).

NOTE 19. AUTRES CRÉANCES OPÉRATIONNELLES

(en millions d'euros)	31 décembre 2005	1er janvier 2005	31 décembre 2004	1er janvier 2004
État	263	225	225	202
Débiteurs divers	554	590	594	531
Instruments financiers	77	141	0	0
Autres	20	21	41	2
Total	**914**	**977**	**860**	**735**

Les "Débiteurs divers" incluent les avances et acomptes fournisseurs pour 220 millions d'euros à fin 2005 et les créances sur le personnel et les organismes sociaux.

Les autres créances opérationnelles se ventilent par échéance de la façon suivante :

- Moins d'un an : 884 M€
- De 1 à 5 ans : 24 M€
- Plus de 5 ans : 6 M€

Les instruments financiers comprennent les instruments dérivés de couverture d'opérations commerciales ainsi que la juste valeur des engagements fermes couverts.

NOTE 20. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

(en millions d'euros)	31 décembre 2005	1er janvier 2005
Titres de transaction de moins de 3 mois à l'origine	1 227	788
Disponibilités et comptes courants financiers	257	267
Valeur nette	**1 484**	**1 055**

(en millions d'euros)	31 décembre 2004	1er janvier 2004
Titres de transaction de moins de 3 mois à l'origine	787	1 295
Disponibilités et comptes courants financiers	267	72
Valeur nette	**1 054**	**1 367**

Les titres de transaction de moins de 3 mois à l'origine sont principalement constitués par des titres de créances négociables et d'OPCVM monétaires.

NOTE 21. AUTRES ACTIFS FINANCIERS COURANTS

(en millions d'euros)	31 décembre 2005	1er janvier 2005
Titres de transaction à plus de trois mois	245	229
Autres actifs financiers courants et dérivés sur opérations de financement	19	34
Total	**264**	**263**

Les Titres de transaction à plus de trois mois comprennent des obligations et titres de créances négociables à moyen terme dont une part constitue une couverture de dépenses à réaliser sur des contrats commerciaux ayant donné lieu à réception d'avances clients, ainsi que des OPCVM mixtes (actions et obligations).

NOTE 22. CAPITAUX PROPRES

Capital

Au 31 décembre, la répartition du capital d'AREVA s'établit de la manière suivante :

au 31 décembre	2005	2004
CEA	78,9 %	78,9 %
État	5,2 %	5,2 %
CDC	3,6 %	3,6 %
Erap	3,2 %	3,2 %
Total	1,0 %	1,0 %
Crédit Agricole Indosuez et actionnaires salariés	1,6 %	1,6 %
EDF	2,5 %	2,5 %
Porteurs d'actions	**96,0 %**	**96,0 %**
Porteurs de certificats d'investissements	**4,0 %**	**4,0 %**
Total	**100,0 %**	**100,0 %**

Réserves de conversion

Les réserves de conversion s'élèvent à 83 millions d'euros en 2005 (-70 millions d'euros en 2004). La variation correspond principalement aux effets du dollar US.

Plan d'attribution d'options de souscription d'actions

Il n'existe pas de plan d'attribution d'options de souscription d'actions.

Résultat par action

Le nombre moyen d'actions et de certificats d'investissements retenus pour le calcul du résultat par action pour l'exercice 2005 est de 35 442 701 actions et certificats d'investissements (dont 1 429 108 certificats d'investissements), sans changement par rapport aux exercices précédents.

Note 23. Intérêts minoritaires
Note 24. Engagements de retraite et autres avantages du personnel

NOTE 23. INTÉRÊTS MINORITAIRES

Les principaux intérêts minoritaires se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31 décembre 2005	1er janvier 2005	31 décembre 2004
STMicroelectronics	-	216	221
AREVA NP	-	-	345
Eurodif	141	87	115
Autres	87	66	65
Total	**228**	**369**	**746**

France Télécom a cédé en août 2005 la totalité de sa participation résiduelle dans FT1CI, société holding de STMicroelectronics. De ce fait, il n'y a plus d'intérêts minoritaires sur STMicroelectronics.

Par ailleurs, en application de la norme IAS 32 et comme mentionné dans la Note 1.19.1., les options de vente détenues par Siemens sur sa participation dans AREVA NP sont comptabilisées en dettes financières, par contrepartie de l'annulation des intérêts minoritaires ; l'excédent de la valeur des options sur les intérêts minoritaires annulés est porté en goodwill.

NOTE 24. ENGAGEMENTS DE RETRAITE ET AUTRES AVANTAGES DU PERSONNEL

Les sociétés du Groupe, selon les lois et usages de chaque pays, versent généralement à leurs salariés qui partent à la retraite une indemnité de fin de carrière qui est fonction de leur rémunération et de leur ancienneté. Par ailleurs, elles versent des médailles du travail, des rentes de préretraite en France et en Allemagne, et des compléments de retraite garantissant des ressources contractuelles à certains salariés. Certaines sociétés du Groupe accordent également d'autres avantages après la retraite tels que le remboursement des frais médicaux.

Ces régimes, dits à prestations définies, sont comptabilisés conformément aux principes comptables définis dans la Note 1.16.

Le Groupe fait appel à des actuaires indépendants pour évaluer la plupart de ses engagements chaque année.

Dans certaines sociétés, ces engagements sont couverts pour tout ou partie par des contrats souscrits auprès de compagnies d'assurances ou de fonds de pension. Dans ce cas, les engagements et les actifs en couverture sont évalués de manière indépendante. La différence entre l'engagement et la couverture fait ressortir une insuffisance ou un excédent de financement. En cas d'insuffisance, une provision est enregistrée. En cas d'excédent, un actif est constaté (sous réserve de conditions particulières).

Rapprochement avec le bilan

(en millions d'euros)	31 décembre 2005	31 décembre 2004
Total provisions pour retraite et autres avantages au personnel	**1 096**	**1 031**
Total actifs des régimes de pensions	**(1)**	**(10)**
Plans évalués localement	(42)	(33)
Total	**1 053**	**988**
Indemnités de fin de carrière	157	146
Retraites supplémentaires	184	239
Préretraites	490	418
Frais médicaux et prévoyance	196	162
Médailles du Travail	26	24

Les plans CATS, CASA et CASAIC sont compris dans les régimes de préretraite.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour l'évaluation sont les suivantes :

	2005	2004
Inflation en Zone euro	2 %	2 %
Taux d'actualisation		
– Zone euro	4,25 %	4,5 %
– Zone Dollar	6 %	6 %
– Zone CAD	5,5 %	6 %
Taux de rendement moyen attendu des actifs de couverture		
– Zone euro	5 à 6,25 %	5,5 %
– Zone Dollar	7 %	7,31 %
– Zone CAD	7,4 %	7,04 %
Revalorisation du Plafond de la Sécurité Sociale (net d'inflation)	+ 0,5 %	+ 0,5 %

- Tables de mortalité

	2005	2004
France		
– rentes	Table de génération TV 88-90	Table de génération TV 88-90
– capitaux		
Allemagne	Heubeck 2005	Heubeck 1998

- Age de départ à la retraite pour les cadres 63 ans et 61 ans pour les non cadres.
- Taux de sortie moyen pour chacune des sociétés, réparti suivant une fonction décroissante, selon les tranches d'âge dans la population.

- Hypothèses d'augmentations de salaires retenues nettes d'inflation (moyenne pondérée selon les effectifs de chaque société).

	Cadres		Non Cadres	
(en %)	**2005**	**2004**	**2005**	**2004**
< 30 ans	3,45	3,54	2,05	2,06
30-39 ans	2,78	2,70	1,80	1,80
40-49 ans	2,12	2,06	1,55	1,55
50-54 ans	1,68	1,70	1,42	1,42
55 ans et plus	1,41	1,50	1,26	1,26

Hypothèses d'augmentations de salaires incluant les variations de périmètre

- Hypothèses de taux attendu d'évolution des frais médicaux aux États-Unis

Année	
2005	11 %
2006	10 %
2007	9 %
2008	8,5 %
2009	8 %
2010	7,5 %

Actifs financiers

Europe

Allocation par support	**2005**	**2004**
Monétaire	5 %	19 %
Obligations	64 %	67 %
Actions	28 %	11 %
Immobilier	3 %	3 %

États-Unis

Allocation par support	**2005**	**2004**
Monétaire	3 %	0 %
Obligations	37 %	41 %
Actions	60 %	58 %
Immobilier	0 %	0 %

Rendement effectif des actifs de régimes	**2005**	**2004**
Europe	9,30 %	5,69 %
États-Unis	5,33 %	8,71 %

Analyse du montant net comptabilisé

Au 31 décembre 2005 *(en millions d'euros)*	IFC	Retraites supplémentaires		Préretraites		Frais médicaux	Médailles du Travail	Total		Total
		Externalisé	Non externalisé	Externalisé	Non externalisé	Non externalisé	Non externalisé	Externalisé	Non externalisé	
Dette actuarielle	294	602	125	736	369	212	26	1 605	732	2 364
Juste valeur des actifs de couverture	(85)	(442)	0	(348)	0	0	0	(853)	0	(875)
Écarts actuariels non comptabilisés	(52)	(73)	(27)	(117)	(9)	(31)	-	(237)	(67)	(309)
Coût des services passés non comptabilisés	0	(1)	0	(111)	(30)	15	-	(112)	(15)	(127)
Limite de reconnaissance des actifs de couverture	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Montant net comptabilisé	**157**	**86**	**98**	**161**	**330**	**196**	**26**	**403**	**650**	**1 053**

Au 31 décembre 2004 *(en millions d'euros)*	IFC	Retraites supplémentaires		Préretraites		Frais médicaux	Médailles du Travail	Total		Total
		Externalisé	Non externalisé	Externalisé	Non externalisé	Non externalisé	Non externalisé	Externalisé	Non externalisé	
Dette actuarielle	270	554	201	707	352	196	24	1 531	773	2 304
Juste valeur des actifs de couverture	(79)	(452)	0	(343)	-	-	-	(874)	-	(874)
Écarts actuariels non comptabilisés	(45)	(42)	(21)	(136)	(15)	(32)	-	(223)	(68)	(291)
Coût des services passés non comptabilisés	0	(2)	1	(120)	(27)	(2)	-	(123)	(28)	(151)
Limite de reconnaissance des actifs de couverture	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Montant net comptabilisé	**146**	**58**	**181**	**108**	**310**	**162**	**24**	**311**	**677**	**988**

Analyse de la charge de l'exercice

Exercice 2005 *(en millions d'euros)*	IFC	Retraites supplémentaires	Préretraites	Frais médicaux	Médailles du Travail	Total
Coût des services rendus de la période	14	20	48	5	1	87
Coût sur actualisation	12	31	49	10	1	103
Rendement attendu des actifs de couverture	(4)	(25)	(17)	0	0	(45)
Amortissement des pertes ou gains actuariels	2	3	17	(6)	2	18
Amortissement du coût des services passés	0	0	12	(2)	0	10
Effet de mise en place, réductions, cessations de plans	(4)	(16)	43	0	1	24
Total de la charge de l'exercice	**20**	**13**	**152**	**7**	**5**	**197**

Les effets de mise en place ou de réduction des plans s'expliquent par :

– le gel des plans de pensions aux États-Unis générant un gain de 16 millions d'euros

– la mise en place d'un plan de préretraite (type Casa) chez AREVA T&D pour 40 millions d'euros

Exercice 2004 *(en millions d'euros)*	IFC	Retraites supplémentaires	Préretraites	Frais médicaux	Médailles du Travail	Total
Coût des services rendus de la période	12	26	65	3	1	107
Coût sur actualisation	13	40	51	9	1	113
Rendement attendu des actifs de couverture	(5)	(29)	(19)	0	0	(52)
Amortissement des pertes ou gains actuariels	0	0	10	0	1	11
Amortissement du coût des services passés	0	0	12	0	0	13
Effet de mise en place, réductions, cessations de plans	(2)	(2)	(7)	0	3	(8)
Total de la charge de l'exercice	**18**	**34**	**112**	**13**	**6**	**183**

Les chiffres de 2004 incluent la charge de FCI pour 7 millions d'euros.

Variation de la provision

(en millions d'euros)	**2005**	**2004**
VARIATION DE PROVISIONS		
Solde retraité à l'ouverture	988	549
Première application des IFRS (mise à zéro des écarts actuariels)	-	214
Différence de change	17	(12)
Effet de périmètre	(46)	164
Charge totale	197	183
Cotisations et prestations payées	(103)	(109)
Solde comptabilisé au 31 décembre	**1 053**	**988**

Les effets de périmètre en 2005 tiennent compte de :

– la cession de FCI pour 72 millions d'euros,

– l'acquisition de l'activité ICS1 de Siemens pour un montant de 19 millions d'euros,

– l'acquisition de trois entités de AREVA T&D en Inde pour un montant de 4 millions d'euros.

NOTE 25. PROVISIONS POUR OPÉRATIONS DE FIN DE CYCLE

(en millions d'euros)	31 décembre 2005	1er janvier 2005
Démantèlement des installations nucléaires	3 262	3 154
Reprise et conditionnement des déchets	1 228	1 177
Provisions pour opérations de fin de cycle	**4 490**	**4 332**

(en millions d'euros)	31 décembre 2004	1er janvier 2004
Démantèlement des installations nucléaires	3 154	4 752
Reprise et conditionnement des déchets	1 177	3 523
Provisions pour opérations de fin de cycle	**4 332**	**8 275**

Le tableau suivant récapitule les différents postes comptables concernés par le traitement des opérations de fin de cycle dans le bilan d'AREVA ainsi que leur financement :

ACTIF *(en millions d'euros)*	31 décembre 2005	1er janvier 2005	**PASSIF**	31 décembre 2005	1er janvier 2005
Actifs de fin de cycle (Note 12)	2 208	2 177	Provisions pour opérations de fin de cycle	4 490	4 332
– quote-part AREVA (1)	163	162	– financées par AREVA	2 444	2 317
– quote-part des tiers (2)	2 045	2 015	– financées par les tiers (2)	2 045	2 015
– actif tiers Marcoule	-	-	– provision Marcoule		
Actifs financiers de couverture des opérations de fin de cycle (3)	2 675	2 219			

ACTIF *(en millions d'euros)*	31 décembre 2004	1er janvier 2004	**PASSIF**	31 décembre 2004	1er janvier 2004
Actifs de fin de cycle (Note 12)	2 177	5 786	Provisions pour opérations de fin de cycle	4 332	8 275
– quote-part AREVA (1)	162	171	– financées par AREVA	2 317	2 215
– quote-part des tiers (2)	2 015	2 115	– financées par les tiers (2)	2 015	2 115
– actif tiers Marcoule	0	3 500	– provision Marcoule	0	3 945
Actifs financiers de couverture des opérations de fin de cycle (3)	2 281	2 234			

(1) montant restant à amortir sur la quote-part de la provision globale devant être financée par AREVA.

(2) montant de la provision devant être financée par les tiers.

(3) portefeuille financier dédié devant financer la quote-part de la provision revenant à AREVA (2 444 millions d'euros au 31 décembre 2005).

(en millions d'euros)	Valeurs nettes au 1er janvier 2005	Reprises utilisées : dépenses de l'exercice	Désactualisation	Changement hypothèses, révision de devis et autres	Valeurs nettes au 31 décembre 2005
Provision pour démantèlement	3 154	(33)	143	(2)	3 262
Provision pour RCD	1 177	(4)	51	4	1 228
Total	**4 332**	**(37)**	**194**	**2**	**4 490**

Nature des engagements

En qualité d'exploitant d'installations nucléaires, le Groupe a l'obligation juridique de procéder, lors de l'arrêt définitif de tout ou partie de ses installations industrielles, à leur mise en sécurité et à leur démantèlement. Il doit également reprendre et conditionner selon les normes en vigueur les différents déchets issus des activités d'exploitation et qui n'ont pu être traités en ligne. Pour le Groupe, les installations en cause concernent l'amont du cycle avec notamment l'usine d'enrichissement d'Eurodif à Pierrelatte et les usines de combustibles mais surtout l'aval du cycle : usine de La Hague pour le traitement, usine MELOX et Cadarache pour la fabrication de combustibles MOX.

Dans certaines activités (essentiellement traitement du combustible usé), certains clients ont accepté d'assurer le financement d'une partie des coûts associés à ces obligations de démantèlement et de reprise et conditionnement des déchets dont ils restent propriétaires. Pour le Groupe, il en résulte un transfert de l'engagement financier de démantèlement et de reprise et conditionnement des déchets vers ces derniers.

Concernant l'usine de Marcoule, CEA, EDF et AREVA NC ont signé en décembre 2004 un protocole portant sur le transfert au CEA de la maîtrise d'ouvrage et du financement de l'assainissement du site. Cet accord exclut les coûts de stockage définitif des déchets ultimes.

Ce protocole prévoit le versement libératoire par EDF et AREVA NC de leur quote-part respective de leur engagement financier au fonds de démantèlement du CEA. Pour AREVA NC, cet engagement de 427 millions d'euros (aux conditions économiques de janvier 2004), provisionné dans les comptes fin 2003, a été versé pour moitié fin 2004 et pour moitié début 2005.

Depuis le 31 décembre 2004, AREVA NC ne provisionne donc plus pour le site de Marcoule que sa quote-part des coûts d'évacuation et de stockage définitif des déchets ultimes.

L'échéancier des dépenses correspondant aux engagements de fin de cycle se situe entre 2006 et 2060 en fonction des dates prévisibles d'arrêt des installations et de la programmation des opérations. En particulier, les flux de trésorerie relatifs au démantèlement des unités UP2-800 et UP3 de la Hague sont positionnés entre les années 2040 et 2060.

Détermination des provisions de fin de cycle

Démantèlement

L'estimation de l'engagement de démantèlement, calculée installation par installation, est effectuée sur les bases suivantes :

- Le Groupe a retenu un démantèlement qui correspond à l'état final suivant : génie civil assaini sur pied, toutes les zones à déchets nucléaires sont déclassées en zones à déchets conventionnels. Cela correspond à un niveau compris entre 2 et 3 de la classification en cours de révision de l'A.I.E.A (Agence Internationale de l'Énergie Atomique).
- Les devis détaillés des coûts des obligations de démantèlement et de gestion des déchets ont été établis par SGN pour les usines de l'aval. SGN est la société d'ingénierie qui a assuré la maîtrise d'œuvre de la construction de la plupart des installations de traitement-recyclage, et a donc été considérée comme la mieux à même d'en déterminer les modalités de démantèlement. Dans le cas de l'enrichissement, c'est la société Eurodif qui a mené les travaux d'évaluation.
- Les devis sont chaque année portés en conditions économiques de l'exercice pour tenir compte de l'inflation. Puis ces coûts sont répartis selon l'échéancier prévisionnel de décaissements et prenant en compte le taux d'inflation prévisionnel et le taux d'actualisation déterminés suivant les principes décrits dans la Note 1.18.2. Ils sont ainsi provisionnés en valeur actualisée. La désactualisation est portée en résultat financier.

Aux 31 décembre 2004 et 2005, les taux retenus sont les suivants pour les installations situées en France :

- taux d'inflation : 2 %
- taux d'actualisation : 5 %.

Les devis sont mis à jour en cas d'évolution des réglementations applicables ou si des évolutions technologiques substantielles peuvent être anticipées. En tout état de cause, le Groupe s'est fixé l'objectif de réviser chaque devis selon une périodicité n'excédant pas six ans. Les révisions des devis des sites de La Hague et MELOX ont été effectuées en 2004.

Reprise et conditionnement des déchets

Certains déchets issus d'anciens contrats de traitement de combustibles usés n'ont pu être traités en ligne car les ateliers de support pour les conditionner n'étaient pas encore disponibles. Il convient donc dorénavant de les reprendre et les conditionner selon un scénario et des filières techniques agréés par l'autorité de sûreté. Certaines de ces filières font encore l'objet d'études.

En 2004, le Groupe a procédé à une revue approfondie de ce poste.

Le Groupe traite la part de ces opérations financée par les tiers selon la même logique que les autres contrats. En effet, celles-ci font partie des prestations d'optimisation de conditionnement rendues habituellement par l'usine de La Hague à ses clients. Ces derniers restent propriétaires des déchets conditionnés et devront supporter le coût de stockage définitif. Ainsi, au 31 décembre 2004, suite à l'engagement contractuel du CEA, formalisé par l'accord de décembre 2004, la part de ce dernier dans le financement de ces opérations n'est pas comprise dans la provision et l'actif tiers correspondant. Le paiement du CEA sera comptabilisé comme une avance lors de sa réception et repris en chiffre d'affaires au fur et à mesure des prestations. Il en sera de même avec la part EDF lorsqu'un accord sera signé entre les parties.

L'évaluation repose sur des hypothèses techniques et sur un planning de réalisation.

Les coûts sont estimés à partir d'études d'ingénierie d'avant-projet sommaire pour les investissements nécessaires à la reprise des déchets et à partir d'une évaluation interne pour les coûts d'exploitation de reprise et de conditionnement. Le provisionnement de ces coûts en valeur actualisée s'effectue sur le même principe et en utilisant les mêmes taux d'inflation et d'actualisation que les coûts de démantèlement.

Évacuation et stockage des déchets ultimes

AREVA provisionne les dépenses relatives aux déchets radioactifs dont elle assume la responsabilité.

Ces dépenses couvrent :

- sa quote-part de surveillance du centre de stockage de la Manche et du centre de stockage de l'Aube qui ont reçu ou reçoivent les déchets de faible activité à vie courte ;
- l'évacuation et le stockage en sub-surface des déchets de faible activité et à vie longue dont elle est propriétaire (graphites) ;
- l'évacuation et le stockage des déchets de haute et moyenne activité (HAVL et MAVL) relevant de la loi du 30 décembre 1991 (aujourd'hui codifiée par les articles L. 542-1 et suivants. du Code de l'environnement). La provision est basée sur l'hypothèse de mise en œuvre d'un stockage géologique profond.

Pour ce dernier poste, dans le cadre du passage des comptes aux normes IFRS qui a conduit à actualiser les provisions, le Groupe avait considéré que des incertitudes pesaient sur les évaluations. Dans ses comptes arrêtés jusqu'au 30 juin 2005, il avait donc retenu une prime de risque de 3 % pour actualiser ces dépenses futures, ce qui a eu pour effet de ramener le taux d'actualisation à 2 % au même niveau que l'inflation prévisionnelle.

Sous l'égide de la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières, un groupe de travail a été constitué en 2004 et a rendu ses conclusions au second semestre 2005. AREVA a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus des travaux du groupe de travail et a retenu un devis total du centre de stockage profond de 14,1 milliards d'euros CE 03 qui intègre un niveau de risques et aléas. Ce devis est en forte augmentation par rapport à celui retenu précédemment par le Groupe pour sa quote-part. La prime de risque de 3 % qui couvrait ces incertitudes a été corrélativement supprimée dans les comptes au 31 décembre 2005. Compte tenu de l'échéancier prévisionnel des décaissements et d'un taux d'actualisation de 5 %, le montant actualisé de la provision s'établit à 409 millions d'euros au 31 décembre 2005, soit un montant sans changement significatif par rapport à l'ouverture de l'exercice 2005.

L'impact sur le résultat 2005 de ce changement d'estimation n'est pas significatif.

Valeur des provisions pour opérations de fin de cycle avant actualisation.

La valeur des provisions pour opérations de fin de cycle, évaluées aux conditions économiques à la date de clôture avant actualisation, est la suivante :

(en millions d'euros)	31 décembre 2005	31 décembre 2004
Démantèlement des installations nucléaires	7 053	6 814
Reprise et conditionnement des déchets	2 106	1 444
Total	**9 159**	**8 258**

Négociation EDF/AREVA NC

EDF et AREVA NC se sont engagés dans un processus de négociation globale visant à définir :

D'une part :

- les conditions juridiques et financières d'un transfert à AREVA NC des obligations financières actuelles d'EDF de participation au démantèlement du site de La Hague ; celles-ci pourraient comprendre les modalités d'un règlement libératoire de cet engagement de long terme. Les éléments tenant à la fixation des quotes-parts respectives pour le financement du démantèlement de la Hague ont fait l'objet fin septembre 2003 d'un accord entre les parties ;
- la participation financière d'EDF et de AREVA NC au titre de leurs obligations respectives de reprise et conditionnement des déchets des sites de La Hague et de Saint-Laurent des Eaux ;

Et d'autre part :

- les conditions économiques du futur contrat de traitement des combustibles usés au-delà de 2007.

Compte tenu du caractère global de cette négociation, AREVA a maintenu dans ses comptes, pour ces coûts de démantèlement, les quotes-parts utilisées pour la clôture des comptes 2005. Sur la base des éléments d'appréciation disponibles, il ne devrait pas en résulter d'incidence significative sur les comptes et la situation financière du Groupe.

Financement des dépenses de démantèlement et de reprise de déchets

De manière à couvrir les dépenses futures mises à la charge du Groupe, une partie de la trésorerie a été affectée à la constitution d'un portefeuille financier dédié figurant à l'actif du bilan en "actifs financiers de couverture des opérations de fin de cycle" (cf. Note 14).

NOTE 26. AUTRES PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES

(en millions d'euros)	1er janvier 2005	Dotations	Provisions utilisées	Provisions devenues sans objet	Reclassement variations de périmètre et taux de change	31 décembre 2005
Réaménagement des sites miniers et démantèlement des usines de concentration	57	15	(24)	-	18	66
Provisions pour dépollution et reconst. des autres sites industriels	10	13	(1)	0	3	25
Autres provisions non courantes	**66**	**29**	**(25)**	**0**	**21**	**91**
Restructurations et plans sociaux	234	82	(78)	(26)	(47)	165
Provisions pour assainissement courant	74	7	(7)	(0)	(7)	67
Provisions pour garanties données aux clients	228	90	(55)	(52)	25	236
Provisions pour perte à terminaison	91	45	(36)	(11)	4	93
Travaux restant à effectuer	437	67	(83)	(6)	3	417
Autres	241	217	(40)	(37)	(27)	353
Provisions courantes	**1 305**	**508**	**(299)**	**(133)**	**(49)**	**1 331**
Total provisions	**1 371**	**537**	**(324)**	**(133)**	**(28)**	**1 422**

(en millions d'euros)	1er janvier 2004	Dotations	Provisions utilisées	Provisions devenues sans objet	Reclassement variations de périmètre et taux de change	31 décembre 2004
Réaménagement des sites miniers et démantèlement des usines de concentration	73	8	(23)	-	(1)	56
Provisions pour dépollution et reconst. des autres sites industriels	-	-	0	0	10	10
Autres provisions non courantes	**73**	**8**	**(23)**	**0**	**9**	**66**
Restructurations et plans sociaux	140	152	(92)	(35)	68	234
Provisions pour assainissement courant	-	8	(1)	1	67	74
Provisions pour garanties données aux clients	119	53	(45)	(38)	139	228
Provisions pour perte à terminaison	99	37	(46)	(19)	20	91
Travaux restant à effectuer	431	39	(81)	(4)	52	437
Autres	201	92	(84)	(36)	86	259
Provisions courantes	**990**	**380**	**(348)**	**(131)**	**432**	**1 323**
Total provisions	**1 063**	**388**	**(371)**	**(131)**	**441**	**1 389**

Au 31 décembre 2005, les autres provisions pour risques et charges se décomposent de la manière suivante :

	31 décembre 2005
Provisions pour risques affaires	27
Provisions pour litiges	43
Provisions pour risques fiscaux	37
Provisions pour amendes et pénalités	92
Provisions autres charges	44
Provisions autres risques	110
Total	**353**

Provisions pour restructuration et plans sociaux

Les provisions pour restructurations s'élèvent à 165 millions d'euros en 2005. Elles se décomposent en provisions pour plans sociaux à hauteur de 73 millions d'euros et en provisions pour fermetures de sites et coûts associés à hauteur de 92 millions d'euros.

La répartition de ces provisions, ainsi que l'échéancier prévisionnel des décaissements relatifs aux plans sociaux et les effectifs estimés, est indiquée ci après :

(en millions d'euros)	Fermeture de site et coûts associés	Plan social	Décaissement prévisionnel des plans sociaux		
Sociétés			**2006**	**2007**	**2008**
AREVA NP	-	3	3	-	-
AREVA T&D	86	58	35	11	11
AREVA NC	6	12	4	8	1
AREVA TA	-	-	-	-	-
Total	**92**	**73**	**42**	**19**	**12**

Les principales provisions pour plans sociaux sont constituées lors de la présentation des plans aux partenaires sociaux. Ils comprennent principalement des mesures de cessation d'activité totale ou progressive, des mesures de reclassement, et, dans une moindre mesure, des départs concertés.

Provisions pour travaux restant à effectuer

Au 31 décembre 2005, ces provisions correspondent à des charges pour travaux restant à effectuer (PTRE) pour un montant de 417 millions d'euros. Elles correspondent, compte tenu de la méthodologie alors retenue de prise en compte de l'activité et de la marge lors des opérations de traitement, à des prestations annexes restant à réaliser (traitement et entreposage de résidus par exemple).

NOTE 27. DETTES FINANCIÈRES

(en millions d'euros)	Dettes non courantes	Dettes courantes	**31 décembre 2005**	**1er janvier 2005****
Options de vente des actionnaires minoritaires	1 076	-	1 076	931
Emprunts obligataires	1	0	1	3
Avances rémunérées	450	47	497	449
Emprunts auprès des établissements de crédit	59	226	286	322
Concours bancaires	0	56	56	98
Instruments financiers	0	38	38	4
Dette financières diverses *	51	12	63	77
Total dettes financières	**1 637**	**379**	**2 016**	**1 883**
** Dont crédit-bail.*	*37*	*2*	*39*	*39*

*** Avec IAS 32 et 39.*

Les dettes financières se répartissent par degré d'exigibilité, par devise et par nature de taux de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31 décembre 2005
Échéance inférieure ou égale à 1 an	379
Échéance 1 an à 2 ans	101
Échéance 2 ans à 3 ans	119
Échéance 3 ans à 4 ans	115
Échéance 4 ans à 5 ans	115
Échéance plus de 5 ans	1 187
Total	**2 016**

(en millions d'euros)	31 décembre 2005
Taux fixe	123
Taux variable	776
Total	**899**
Put Siemens	1 076
Option liquidité Framepargne	4
Instruments financiers	37
Total	**2 016**

(en millions d'euros)	31 décembre 2005
Euro	1 685
Dollar US	49
Dollar Canadien	213
Autres	70
Total	**2 016**

Échéancier des actifs et des dettes financières du Groupe au 31 décembre 2005 (1)

	Moins d'1 an	1 à 2 ans	2 à 3 ans	3 à 4 ans	4 à 5 ans	Plus de 5 ans	Total
Actifs financiers (2)	1 552	0	78	73	0	45	1 748
dont actifs à taux fixes	0	0	78	73	0	45	196
dont actifs à taux variables (3)	1 552	0	0	0	0	0	1 552
(Dettes financières)	(379)	(101)	(119)	(115)	(115)	(1 187)	(2 016)
dont dettes à taux fixes	(72)	(10)	(7)	(3)	(3)	(29)	(123)
dont dettes taux variables	(271)	(87)	(112)	(112)	(112)	(82)	(776)
dont dettes ne portant pas à intérêts	(37)	(4)	0	0	0	(1 076)	(1 117)
Exposition nette avant gestion	1 173	(101)	(41)	(43)	(115)	(1 141)	(268)
part exposée aux taux fixes	(72)	(10)	71	70	(3)	17	73
part exposée aux taux variables	1 281	(87)	(112)	(112)	(112)	(82)	776
part ne portant pas à intérêts	(37)	(4)	0	0	0	(1 076)	(1 117)

(1) Nominaux contre valorisés en euros.

(2) Trésorerie et autres actifs financiers courants.

(3) Les échéances < 3 mois sont assimilées à du taux variable.

Garanties et clauses particulières

Aucun emprunt ou dette (hors dettes sur immobilisations en crédit bail) n'est garanti par des actifs.

Covenants

Différents covenants financiers s'appliquent aux comptes du Groupe dans le cadre des financements mis en place en faveur de différentes entités du Groupe (CRI Canada).

Ces covenants portent :

- sur le ratio d'endettement net du Groupe ramené aux fonds propres ou sur la couverture de la dette par les cash-flow. Compte tenu d'une trésorerie nette positive du Groupe à fin 2005, ce type de ratio n'est pas applicable ;
- sur le service de la dette. Aucun ratio de ce type ne s'approche des limites exigées dans leur définition.

NOTE 28. AVANCES ET ACOMPTES REÇUS

(en millions d'euros)	31 décembre 2005	1er janvier 2005	31 décembre 2004	1er janvier 2004
Avances et acomptes reçus sur commandes	3 631	3 234	3 234	2 448
Avances et acomptes reçus finançant les immobilisations	1 040	1 092	1 092	1 167
Total	**4 671**	**4 326**	**4 326**	**3 615**

Ce poste correspond aux avances d'exploitation et d'investissement contractuellement accordées par des clients et ne portant pas intérêt. Le remboursement de ces avances et acomptes est effectué par imputation sur le chiffre d'affaires dégagé au titre des contrats considérés, qui concernent principalement les ventes de combustibles, de traitement et de recyclage des combustibles usés, ainsi que l'activité "Systèmes" de AREVA T&D. Les avances portant intérêts figurent en dettes financières.

Seuls les avances et acomptes effectivement perçus sont comptabilisés.

Les avances et acomptes reçus finançant les immobilisations correspondent aux montants reçus de clients et concourant au financement d'investissements affectés à l'exécution de contrats de longue durée auxquels ils ont souscrit, qui s'échelonnent jusqu'à 2015.

Les avances et acomptes reçus sur commandes correspondent aux montants reçus de clients au titre de contrats ne comportant pas de financement d'investissements significatifs. Dans le cas des contrats à long terme, le montant inscrit au bilan représente le solde net des avances et acomptes reçus et du chiffre d'affaires facturé ou reconnu en fonction de l'avancement ; il inclut également des produits financiers calculés sur les excédents de trésorerie générés par ces avances et acomptes et dont le montant est déterminé contrat par contrat.

L'augmentation des avances et acomptes en 2004 incluait les avances et acomptes encaissés par T&D pour 541 millions d'euros.

NOTE 29. AUTRES DETTES

Dettes opérationnelles

(en millions d'euros)	31 décembre 2005	1er janvier 2005	31 décembre 2004	1er janvier 2004
Dettes fiscales et sociales hors IS	1 031	936	936	743
Instruments financiers	121	136	0	0
Autres dettes opérationnelles	492	473	476	417
Total	**1 644**	**1 545**	**1 412**	**1 160**

Les dettes opérationnelles se ventilent par échéance de façon suivante au 31 décembre 2005 :

- moins d'1 an : 1 499 millions d'euros
- de 1 à 5 ans : 112 millions d'euros
- plus de 5 ans : 33 millions d'euros

Dettes non opérationnelles

(en millions d'euros)	31 décembre 2005	1er janvier 2005	31 décembre 2004	1er janvier 2004
Total	**1**	**354**	**353**	**-**

Au 31 décembre 2004, les dettes non opérationnelles incluent le solde de la soulte à verser au CEA (cf. Note 25) pour 212 millions d'euros.

Au 31 décembre 2005, cette dette a été remboursée.

NOTE 30. TRÉSORERIE PROVENANT DES OPÉRATIONS D'EXPLOITATION ET FLUX NET DE TRÉSORERIE GÉNÉRÉ PAR LES ACTIVITÉS CÉDÉES

Variation du besoin en fonds de roulement

(en millions d'euros)	2005	2004
Variation des stocks et en-cours	(228)	(9)
Variation des clients et autres créances	(486)	(286)
Variation des fournisseurs et autres dettes	172	361
Variation avances et acomptes reçus/ commande	239	276
Variation avances et acomptes versés	(14)	(39)
Variation de la couverture de change du BFR	31	-
Total	**(286)**	**303**

Flux net de trésorerie généré par les activités cédées (FCI)

Il se compose au 31 décembre 2005 des éléments suivants :

(en millions d'euros)	2005
Prix de vente de FCI (diminué des frais de cession)	568
Trésorerie négative de FCI cédée	285
Total	**853**

La trésorerie cédée se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	
Trésorerie de FCI au 1er janvier 2005	(283)
Flux générés par l'activité	60
Flux générés par les investissements	(63)
Flux générés par les opérations de financement	(19)
Impact écarts de change	20
Trésorerie de FCI à la date de cession	**(285)**

NOTE 31. TRANSACTIONS AVEC LES PARTIES LIÉES

Les transactions entre la société mère et ses filiales, qui sont des parties liées, ont été éliminées en consolidation et ne sont pas présentées dans cette note.

Le détail des transactions entre le groupe et les autres parties liées est présenté ci-dessous :

(en millions d'euros)	31 décembre 2005	
	CEA	STMicroelectronics
Garanties données aux entreprises liées	1	-
Garanties reçues des entreprises liées	-	-
Dettes envers les entreprises liées	240	-
Créances sur les entreprises liées	532	-
Ventes	574	9
Achats	24	-

(en millions d'euros)	31 décembre 2004	
	CEA	STMicroelectronics
Garanties données aux entreprises liées	-	-
Garanties reçues des entreprises liées	-	-
Dettes envers les entreprises liées	318	-
Créances sur les entreprises liées	283	-
Ventes	495	-
Achats (dont 427 millions d'euros de soulte CEA)	485	-

Suite à la cession de FCI, le montant des transactions avec la société STMicroelectronics est non significatif.

Relations avec les entreprises du secteur public

Le Groupe réalise des transactions courantes avec des entreprises du secteur public, essentiellement EDF. Les transactions avec EDF concernent la vente d'uranium, des prestations d'enrichissement, la fourniture de combustible nucléaire, des opérations de maintenance de centrales et des ventes d'équipements, ainsi que des prestations de transport, d'entreposage, de traitement et de recyclage des combustibles usés. Les négociations en cours avec EDF sont décrites en Note 25 – provisions pour opérations de fin de cycle.

Rémunération des principaux dirigeants

(en milliers d'euros) (montants comptabilisés)	2005	2004
Avantages à court terme et indemnités de fin de contrat	3 916	3 069
Avantages postérieurs à l'emploi	66	109
Autres avantages à long terme	-	-
Total	**3 982**	**3 178**

Les principaux dirigeants sont essentiellement constitués des membres du Directoire et du Conseil de Surveillance. Les avantages à court terme et indemnités de fin de contrat incluent les rémunérations versées et une indemnitée calculée devant être versée en 2006.

NOTE 32. QUOTAS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE

Le tableau ci-dessous montre les quotas de CO_2 attribués aux sociétés du groupe AREVA pour l'année 2005, les émissions réelles de CO_2 au cours de l'exercice et le montant des quotas cédés sur le marché Powernext.

(en tonnes de CO_2)	
Quotas attribués à AREVA	173 518
Émissions réelles	133 703
Excédent des quotas sur les émissions	39 815
Quotas cédés sur le marché Powernext	39 500

Le prix de cession de ces quotas, soit 0,8 million d'euros, a été porté au compte de résultat de l'exercice en "autres produits opérationnels courants".

NOTE 33. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

Objectifs généraux et risque de contrepartie

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de cours de change, de taux d'intérêts, de cours de matières premières et du cours de certains titres cotés. Ces instruments, sauf cas particuliers (couverture de change globale en période d'offre notamment) sont qualifiés de couvertures d'actifs, de passifs ou d'engagements spécifiques du Groupe.

Le Groupe gère le risque de contrepartie associé à ces instruments au moyen d'une centralisation des engagements et de procédures spécifiant par nature les limites et qualités de contrepartie.

La gestion des risques de taux et de matières premières est centralisée au niveau de la maison mère. La gestion des risques de change est centralisée pour la plupart des sociétés du Groupe au niveau de la maison mère ou effectuée en concertation avec la maison mère pour quelques filiales qui gèrent un risque de change en leur nom propre.

Risque de change

Le Groupe utilise les achats et ventes à terme de devises et autres produits dérivés pour couvrir :

- les risques transactionnels des filiales exposées à des risques de change issus d'engagements fermes ou de flux futurs hautement probables. Pour certains contrats, les risques transactionnels en phase d'offre peuvent faire l'objet de contrats d'assurances spécifiques (contrats Coface, par exemple) ou sont gérés globalement au sein du Groupe. Les engagements fermes sont couverts systématiquement dès leur naissance. Certaines expositions sont identifiées à l'aide d'un budget annuel ou pluriannuel, les risques correspondants à un pourcentage du budget estimé sont alors couverts sur un horizon maximum de 3 ans.

- les risques bilanciels relatifs à des prêts à des filiales dans une devise autre que leur devise de comptabilisation quand un financement dans la devise dans laquelle elles opèrent n'a pas été mis en place.

Les swaps de change sont utilisés par le Groupe pour gérer sa trésorerie devises.

Risque de taux

Le Groupe utilise plusieurs types d'instruments financiers, en fonction des conditions de marché, pour contrôler la répartition de la dette à taux fixe et taux variable et la répartition des placements. Les instruments sont principalement des contrats de swaps pour la gestion de la dette et des placements de trésorerie, et des contrats à terme de futures de taux pour la gestion des placements de taux à moyen terme.

Risque sur matières premières

Le Groupe utilise des instruments financiers (achats ou ventes à terme, swaps commodities, options) pour réduire le risque de volatilité des cours sur des matières premières entrant dans la fabrication de ses produits (notamment l'or, le cuivre et l'argent) ou couvrir son activité de producteur (filiales de production d'or de AREVA NC). Il s'agit dans tous les cas de couvertures de type budgétaire.

Risque sur actions

Le Groupe peut être amené à gérer son portefeuille d'investissements à long terme en adossant des achats et des ventes d'options à des actions détenues en portefeuille. Aucune opération n'était en cours en fin d'année.

Risque de liquidité

Le risque de contrepartie attaché aux instruments financiers et le risque de crédit inhérent au placement des excédents de trésorerie sont gérés par la trésorerie centrale du Groupe au travers de limites d'expositions validées annuellement par le Comité Exécutif. Ces limites sont fonctions des notations financières des contreparties ou du support d'investissement retenu ainsi que de l'échéance des transactions.

Valeur de marché des instruments financiers

La valeur de marché des instruments a été fournie par les banques et établissements financiers contreparties des transactions du groupe AREVA pour les opérations de matières, et calculée selon les méthodes standards à partir des conditions de marché en date de clôture pour les opérations de change.

		Valeur de marché des contrats (1)			
(en millions d'euros)	Montants nominaux des contrats	Couverture de flux de trésorerie futurs (CFH)	Couverture de juste valeur (FVH)	Non affectés (Trading)	Total
CONTRATS DE CHANGE À TERME					
Dollar US contre euros	(586,95)	(6,45)	(7,09)	(1,84)	(15,38)
Dollar canadien contre euros	(21,96)	(0,68)	(0,92)	0,45	(1,16)
Livre sterling contre euros	(3,01)	(0,21)	0,02	-	(0,19)
Dollar australien contre euros	(36,25)	-	0,79	-	0,79
Franc suisse contre euros	25,74	-	(0,21)	0,25	0,04
Autres	(277,23)	(0,48)	7,84	(0,08)	7,29
Total	**(899,65)**	**(7,82)**	**0,44**	**(1,22)**	**(8,61)**
SWAPS CAMBISTES					
Dollar US contre euros	(543,81)	(0,31)	(10,28)	(1,22)	(11,81)
Dollar canadien contre euros	(213,85)	-	(27,79)	(0,07)	(27,86)
Livre sterling contre euros	(66,79)	-	0,58	(0,31)	0,26
Dollar australien contre euros	57,36	-	(1,25)	0,00	(1,26)
Franc suisse contre euros	41,30	-	0,00	(0,25)	(0,26)
Autres	(68,92)	-	(2,16)	(0,90)	(3,07)
Total	**(794,72)**	**(0,31)**	**(40,91)**	**(2,76)**	**(44,00)**
Total général	**(1 694,38)**	**-**	**-**	**-**	**(52,60)**

(1) Gain /(perte)

(en millions d'euros)	Montants notionnels des contrats par date de maturité au 31 décembre 2005							Valeur de marché
	2006	2007	2008	2009	2010	> 5 ans	Total	
INSTRUMENTS DE CHANGE								
Swaps de devises - emprunteurs								
Dollar US contre euros	624,5	80,3	6,2	4,1	1,2		716,4	(16,8)
Dollar canadien contre euros	220,0						220,0	(28,7)
Livre sterling contre euros	78,9						78,9	0,3
Dollar australien contre euros	44,6						44,6	0,0
Franc suisse contre euros	5,2	0,9					6,1	0,1
Autres devises	117,7						117,7	(3,2)
Swaps de devises - prêteurs								
Dollar US contre euros	107,7	64,8			0,1		172,6	5,0
Dollar australien contre euros	101,9						101,9	(1,2)
Franc suisse contre euros	47,4						47,4	(0,3)
Dollar US contre dollar canadien	11,9						11,9	0,0
Livre sterling contre euros	10,2	1,9					12,1	(0,1)
Dollar canadien contre euros	2,0	3,9			0,3		6,2	0,9
Autres devises	36,0	0,9					36,9	0,1
Contrats à terme - acheteur								
Dollar US contre euros	109,9	39,1	1,0	0,4	0,4	0,1	150,9	5,6
Dollar US contre pesos mexicain	10,2						10,2	0,0
Yen contre euros	12,7	16,6	0,5				29,8	(0,8)
Dollars US contre franc suisse	11,5	6,4					17,9	0,8
Dollar US contre livre sterling	0,2	1,0	0,5				1,7	0,0
Franc suisse contre euros	61,3	12,2	0,7	0,7			75,0	(1,0)
Livre sterling contre euros	58,7	6,1					64,8	0,1
Dollar canadien contre euros	2,0	0,4	3,4	0,3			6,0	0,2
Dollar australien contre euros	2,0						2,0	0,0
Autres devises	66,6	13,5	6,3	0,4			86,9	(1,6)
Contrats à terme - vendeur								
Dollar US contre euros	393,7	129,7	28,2	14,0	16,8	0,8	583,2	(20,6)
Dollar US contre livre sterling	23,0	40,8	13,8	23,5	2,7		103,9	(0,2)
Dollar US contre pesos mexicain	66,6	0,4					67,0	0,4
Rial du Qatar contre dollar US	20,6	42,2					62,8	0,8
Dollar US contre euros (Coface)	92,9	48,4	9,9	3,5			154,6	(0,4)
Livre sterling contre euros	38,2	23,1	6,5				67,8	(0,3)
Franc suisse contre euros	43,5	3,5	2,3				49,3	1,0
Dollar australien contre euros	38,2						38,2	0,8
Dollar canadien contre euros	21,4	0,7	0,8				22,8	(1,0)
Dollar canadien contre euros (coface)	0,0	2,4	2,8				5,2	(0,3)
Autres devises	144,9	43,2	1,4	0,2	1,1		190,8	7,7
Options de change								
Call acheteur								
Euros contre dollar US								
Livre sterling contre dollar canadien								
Call - vendeur								
Euros contre dollar US								
Put - vendeur								
Euros contre livre Sterling								
Euros contre dollar US								
Tunnels								
Dollar US contre euros								

Les montants notionnels exprimés en devises étrangères sont convertis en euros sur la base du taux de change de clôture sauf currency swap.

	Montants notionnels des contrats par date de maturité au 31 décembre 2005							Valeur de marché
(en millions d'euros)	2006	2007	2008	2009	2010	> 5 ans	Total	
INSTRUMENTS DE TAUX taux fixe								
Swaps de taux- receveurs fixes	-	-	-	-	-	-	-	-
Euro [2,5350 %]	-	-	-	-	-	-	-	-
Euro*	40,0	-	38,1	-	-	-	78,1	0,9
Dollar US [2,535 % - 5,7391 %]	-	-	-	-	-	-	-	-
Swaps de taux- payeurs fixes	152,6	-	-	-	-	-	152,6	0,7
Euro	-	-	-	-	-	-	-	-
Euro [2,100 % - 2,415 %]	-	-	-	-	-	-	-	-
Dollar US [2,5350 % - 5,7391 %]	445,9	-	-	-	-	-	445,9	0,0
Currency swaps-variable/variable	8,5	-	-	-	-	-	8,5	0,1
Swap payeur taux variable en dollars	-	-	-	-	-	-	-	
Swap receveur taux variable en dollars	-	60,2	12,5	-	-	-	72,7	(0,9)

** Swap payeur taux variable en CAD (currency swap).*

		Valeur de marché des contrats (1)			
(en millions d'euros)	Montants nominaux des contrats	Couverture de flux de trésorerie futurs (CFH)	Couverture de juste valeur (FVH)	Non affectés (Trading)	Total
CONTRATS À TERME					
Aluminium	2,73	0,39	-	-	0,39
Argent	0,32	0,08	-	-	0,08
Cuivre	46,79	9,51	-	-	9,51
Or	(1,89)	(0,28)	-	-	(0,28)
Total général	**47,96**	**-**	**-**	**-**	**9,70**

(1) Gain /(perte).

	Montants notionnels des contrats par date de maturité au 31 décembre 2005							Valeur de marché
(en millions d'euros)	2006	2007	2008	2009	2010	> 5 ans	Total	
MATIÈRES PREMIÈRES								
Or								
Contrats à terme - acheteur								
Contrats à terme - vendeur	1,9	-	-	-	-	-	1,9	(0,3)
Options-acheteur CALL	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuivre								
Contrats à terme - acheteur	43,6	3,2	-	-	-	-	46,8	9,5
Contrats à terme - vendeur	-	-	-	-	-	-	-	-
Options-acheteur CALL	-	-	-	-	-	-	-	-
Options-vendeur CALL	-	-	-	-	-	-	-	-
Argent								
Contrats à terme - acheteur	-	0,3	-	-	-	-	0,3	0,1
Contrats à terme - vendeur	-	-	-	-	-	-	-	-
Options-acheteur CALL	-	-	-	-	-	-	-	-
Options-vendeur PUT	-	-	-	-	-	-	-	-
Aluminium								
Contrats à terme - acheteur	2,3	0,4	-	-	-	-	2,7	0,4
Contrats à terme - vendeur	-	-	-	-	-	-	-	-
Options-acheteur CALL	-	-	-	-	-	-	-	-
Options-vendeur PUT	-	-	-	-	-	-	-	-

NOTE 34. ENGAGEMENTS DONNÉS ET REÇUS

Le Groupe a mis en place une procédure destinée à identifier et à fiabiliser le montant des engagements hors bilan communiqué dans l'annexe. Ce dispositif repose sur la définition des principaux types d'engagement et de leur mode d'évaluation. Il établit par ailleurs les règles de collecte et de contrôle de ces informations en s'appuyant notamment sur la circularisation des tiers concernés.

Engagements hors bilan

(en millions d'euros)	31 décembre 2004	31 décembre 2005	Moins d'un an	De un à cinq ans	Plus de cinq ans
ENGAGEMENTS DONNÉS	**2 430**	**3 076**	**966**	**1 836**	**273**
Engagements donnés liés à l'exploitation	**2 131**	**2 689**	**876**	**1 547**	**267**
Garanties de marché données	**1 992**	**2 463**	**776**	**1 478**	**209**
Garanties de soumission	43	75	71	4	0
Garanties de bonne exécution ou de bonne fin	1 417	1 867	394	1 298	175
Garanties de restitution d'acomptes	25	45	34	12	0
Garanties de dispense de retenue de garantie	92	80	34	33	14
Garanties de "garantie après-vente"	94	101	57	38	6
Autres garanties sur contrats	321	295	187	94	14
Autres garanties liées à l'exploitation	**139**	**227**	**100**	**69**	**58**
Engagements donnés liés au financement	**51**	**49**	**29**	**18**	**3**
Lettres de confort accordées	5	1	1	0	0
Avals et endossements accordés	1	1	0	1	0
Garanties et cautionnements accordés	36	42	24	17	2
Nantissements accordés	1	0	0	0	0
Hypothèques accordées	4	0	0	0	0
Autres engagements accordés liés au financement	4	5	4	0	1
Autres engagements donnés	**247**	**337**	**61**	**272**	**4**
Clauses de retour à meilleure fortune accordées	7	3	0	0	3
Garanties de passif accordées	66	303	36	267	0
Subventions reçues susceptibles d'être reversées	6	2	0	2	0
Effets escomptés non échus	5	2	2	0	0
Autres engagements donnés	164	27	23	3	1
ENGAGEMENTS REÇUS	**701**	**900**	**306**	**281**	**313**
Engagements reçus liés à l'exploitation	**250**	**427**	**96**	**278**	**52**
Garanties de marché reçues	250	427	96	278	52
Engagements reçus liés au financement	**15**	**36**	**25**	**1**	**10**
Sûretés personnelles et réelles reçues	15	36	25	1	10
Autres engagements reçus	**436**	**437**	**185**	**2**	**251**
Garanties de passif reçues	426	425	175	0	250
Clauses de retour à meilleure fortune reçues	0	0	0	0	0
Autres engagements reçus	10	12	10	2	0
ENGAGEMENTS RÉCIPROQUES	**1 254**	**907**	**594**	**189**	**123**
Lignes de crédit autorisées non utilisées	557	122	64	41	18
Commandes d'investissements	12	74	73	1	0
Contrats de location simples	250	266	58	147	61
Crédits documentaires	38	47	3	0	44
Option d'achat ou de vente de titres	388	396	396	0	0
Portage de titres	0	0	0	0	0
Autres engagements réciproques	8	3	1	1	0

Pour l'année 2004, les engagements hors bilan de FCI s'élèvent à 42 millions d'euros dans la catégorie des engagements donnés.

Les engagements hors bilan du groupe AREVA sont présentés selon une grille de lecture économique : les engagements liés à l'exploitation, les engagements liés au financement et les autres types d'engagements. Cette décomposition s'applique aux engagements donnés et aux engagements reçus. Une troisième typologie d'engagements est distinguée : les engagements réciproques. Ils correspondent à des engagements pris par le Groupe en contrepartie desquels une garantie du tiers est reçue en retour.

Engagements donnés

Les engagements donnés augmentent de 646 millions d'euros par rapport à 2004. Cette hausse concerne principalement les garanties liées aux contrats du Pôle Transmission & Distribution, pôle pour lequel l'émission de garanties est inhérente à l'activité et la création courant 2005 d'une garantie de passif de 252 millions d'euros liée à la cession de FCI.

AREVA a par ailleurs donné une garantie spécifique sur la propriété des titres du pôle FCI cédé à BAIN. Cette garantie, plafonnée au prix de cession, n'est pas reprise dans le tableau récapitulatif.

Les engagements liés à l'exploitation représentent 87 % des engagements donnés. Ils sont constitués pour les deux tiers de garanties de bonne fin ou de bonne exécution.

Le Groupe a donné une garantie maison mère au client TVO dans le cadre du contrat EPR Finlande pour le montant total de son engagement et reçu, de la part de Siemens, une garantie à hauteur de sa quote-part. L'engagement net donné par le Groupe est compris entre 1,5 et 2 milliards d'euros. Cette valeur n'est pas intégrée dans le tableau récapitulatif.

Engagements reçus

Les engagements reçus augmentent de 199 millions d'euros par rapport à 2004. Cela s'explique principalement par une augmentation des garanties de marché du Pôle Réacteurs et Services US.

Les garanties de passif reçues de la part d'Alstom suite à l'acquisition du Pôle Transmission & Distribution sont décrites en Note 2. La date d'échéance retenue pour la garantie générale Alstom correspond à la date limite de dépôt des claims.

Engagements réciproques

Les engagements réciproques diminuent par rapport à 2004. Cette diminution s'explique principalement par la disparition de la ligne de crédit autorisée non utilisée par AREVA SA.

Autres engagements

Dans le cadre du plan d'épargne groupe d'AREVA, le FCPE Framépargne détient 280 727 actions de la société au 31 décembre 2005. Ces titres n'étant pas cotés, ils bénéficient d'une garantie de liquidité telle que prévue par la loi sur l'épargne salariale. Cette garantie est donnée au FCPE Framépargne par un établissement financier indépendant. Pour permettre la mise en place de cet engagement, la société AREVA a donné à l'établissement financier une garantie de valeur pour la même période. Au 31 décembre 2005, cette garantie porte sur 279 848 actions qui ont été cédées par le FCPE à l'établissement financier. Conformément aux normes IAS 32 et 39 sur les instruments financiers, cet engagement est traité comme un dérivé sur actions propres et réévalué à sa juste valeur à la date de clôture ; à ce titre, un montant de 4,4 millions d'euros figure au passif en dettes financières dans les comptes consolidés au 31 décembre 2005 ; ce montant s'élevait à 5,85 millions d'euros à la date de première application des normes IAS 32 et 39, soit au 1er janvier 2005. Ce dérivé n'ayant pas la qualification de couverture, ses variations de valeur sont enregistrées en résultat.

Cette dette financière correspond à la différence entre le prix d'achat moyen réévalué des actions détenues par l'établissement financier et le prix de cession estimé sur la base de la dernière évaluation à dire d'expert. L'engagement d'AREVA étant valorisé sur la base du dernier prix d'expertise, aucun engagement complémentaire n'est à constater au titre du solde de garantie dans les engagements hors-bilan.

AREVA a pris l'engagement auprès des actionnaires de la société Urenco d'acquérir 50 % des parts que ces derniers détiennent dans la société anglaise ETC ; cet engagement représente un montant maximal de 396 millions d'euros, en complément des 150 millions d'euros déjà versés le jour de la signature du protocole d'accord et figurant au bilan au poste "autres immobilisations financières". Ce montant a été révisé sur la base de l'Euribor du fait du dénouement postérieur au 31 décembre 2005 et intervenant au plus tard le 30 juin 2006. Cet engagement est assorti de garanties et de la condition relative à l'agrément des gouvernements des quatre pays suivants : Allemagne, Pays-Bas, Royaume-Uni, France.

À ce jour, le traité a été ratifié par la France, l'Allemagne et le Royaume-Uni. Le processus de ratification parlementaire aux Pays-Bas se poursuit.

Pactes d'actionnaires

- Pacte d'actionnaires AREVA – Siemens

Le pacte d'actionnaire conclu en 2001 entre Framatome SA (absorbé en 2001 par AREVA) et Siemens prévoit l'exercice d'un put (option de vente par Siemens des titres AREVA NP détenus par Siemens) et d'un call (option d'achat par AREVA NP des titres AREVA NP détenus par Siemens) dans les conditions suivantes :

En premier lieu, le put et le call pourraient être exercés suite à une période dite "d'impasse" définie par le pacte et qui résulterait en particulier de l'impossibilité de prendre certaines décisions (telles que fermeture d'un site, modification des statuts, …) ou de la non approbation par Siemens des états financiers pendant deux exercices.

Le pacte d'actionnaires prévoit qu'après une période de 11 ans, soit à partir de 2012, les parties ont la possibilité d'exercer ce put ou ce call sans condition. Siemens aura la possibilité d'exercer un put lui permettant de vendre toutes ses actions à AREVA à dire d'expert et AREVA aura la possibilité d'exercer un call lui permettant de racheter toutes les actions AREVA NP détenues par Siemens à dire d'expert. Pour cette raison, l'option de vente détenue par Siemens a été comptabilisée en dettes financières (voir Note 27).

- Pacte d'actionnaires AREVA – STMicroelectronics

Le pacte d'actionnaires de STMicroelectronics comprend des dispositions anti-OPA par l'émission d'actions préférentielles au bénéfice de ses participants. Un membre du pacte, seul, peut déclencher cette disposition qui s'applique alors à tous les membres.

- Au deuxième semestre 2004, Synatom, filiale d'Electrabel, actionnaire minoritaire d'Eurodif à hauteur de 11 %, avait exprimé son intention de céder sa participation à AREVA NC. Un collège de trois experts avait été nommé par les parties pour réaliser l'évaluation d'Eurodif. À l'issue de celle-ci, qui s'est achevée au premier semestre 2005, Synatom avait la possibilité de vendre sa participation à AREVA NC au prix fixé par le collège d'experts. Synatom n'a finalement pas exercé son option et a conservé sa participation dans Eurodif au 31 décembre 2005.

NOTE 35. LITIGES ET PASSIFS ÉVENTUELS

Litiges fiscaux

Le groupe AREVA a fait l'objet, au cours des exercices 2003 et 2004, d'un contrôle fiscal portant sur les résultats déclarés au titre du bénéfice fiscal consolidé en 2000 et 2001. Le contrôle est maintenant clos et les conséquences financières définitives sont intégrées dans les comptes.

Plainte des associations concernant d'anciens établissements miniers près de Bessines

Des associations ont porté plainte pour abandon de déchets et atteinte à la vie piscicole à proximité d'anciens sites miniers près de Bessines. L'audience devant le tribunal correctionnel de Limoges s'est tenue le 24 juin dernier. Le jugement rendu par le tribunal correctionnel de Limoges du 14 octobre 2005 a relaxé complètement COGEMA des infractions qui lui étaient reprochées. La relaxe prononcée par le juge pénal le 14 octobre 2005 est par conséquent définitive.

Les parties civiles ont fait appel. L'affaire sera plaidée devant la Cour d'Appel de Limoges le 24 mai 2006, mais sur les seuls intérêts civils.

Exelon

AREVA NP Inc. a reçu au cours du premier semestre 2003 un appel en garantie de son client Exelon concernant sa fourniture de combustible.

Exelon ayant observé des crayons non étanches dans quelques assemblages chargés dans ses réacteurs, dont il reste à établir définitivement l'origine technique et la responsabilité, a décidé, unilatéralement :

- de suspendre le contrat en cours "pour cause",
- de décharger de façon anticipée ces assemblages ainsi que certains assemblages de même type présents dans un de ses réacteurs, considérés comme suspects et prévoit de faire de même dans deux autres réacteurs.

La réclamation pour taux de combustion garanti non atteint est contestée par AREVA NP.

Un accord commercial conduisant à la reprise et à l'extension du contrat suspendu a été signé le 28 août 2004 soldant ainsi tout litige avec le client.

ISF2

Le projet ISF2 concerne la construction d'une unité de stockage à sec de combustibles nucléaires (RBMK) en Ukraine.

En mai 2004, le client a écrit à AREVA NP que ses assemblages ne se trouvaient pas dans l'état indiqué dans les documents contractuels. Sans porter préjudice aux positions contractuelles de chacune des parties et indépendamment des négociations commerciales et financières, un "Memorandum of Understanding" a été signé le 17 juillet 2004 entre les trois parties (AREVA NP, représentant du client (PMU), Centrale Nucléaire) montrant clairement leur volonté de coopérer pour mener à terme ce projet.

Conformément à la demande du client, AREVA NP a élaboré une solution technique prenant en compte l'éventualité selon laquelle le client pourrait ne pas être en mesure de fournir l'état réel de ses assemblages combustibles (responsabilité contractuelle du client). En novembre 2004, cette solution a été présentée aux pays donateurs en présence de l'ensemble des parties prenantes (Berd / AREVA NP / Client / Autorités de Sûreté ukrainiennes).

En juillet 2005, les coûts associés à la solution proposée par AREVA NP ont été présentés à l'Assemblée des pays donateurs. À la demande de cette dernière, un audit technico-économique a été diligenté par la Berd. En parallèle, le contrat a été suspendu fin octobre 2005 par accord mutuel des parties pour une durée initiale de trois mois, et des travaux ont été lancés dans le cadre d'un contrat de services spécifique afin que les sujets les plus critiques pour le projet puissent néanmoins se poursuivre.

Les conclusions de l'audit technico-économique financé par les pays donateurs ont été rendues en janvier 2006. AREVA NP a fait part de son désaccord sur les conclusions de cet audit non contractuel lors de l'Assemblée Générale des pays donateurs qui s'est tenue à Londres le 14 février 2006. À cette occasion, AREVA NP a fait de nouvelles propositions pour faire avancer ce projet. Le contrat reste suspendu jusqu'à ce que les parties trouvent les termes d'un accord satisfaisant qui permettrait de le reprendre.

McClean

Le 23 septembre 2002, faisant suite à une plainte déposée par l'association Inter-Church Uranium Committee Educational Cooperative (ICUCEC) pour non respect par l'autorité de sûreté nucléaire du processus d'autorisation, la Cour fédérale du Canada a prononcé en première instance l'annulation du permis d'exploitation, délivré en 1999, par l'Atomic Energy Control Board (AECB) à la mine d'uranium et à l'usine de McClean. Sur appel de COGEMA Inc., la Cour fédérale d'appel du Canada a annulé la décision rendue en première instance. La demande d'appel de l'ICUCEC devant la Cour suprême du Canada a été rejetée par une décision de cette dernière en date du 24 mars 2005, ce qui met fin à la procédure judiciaire concernant la validité de l'autorisation d'exploitation du site.

Litige Usec

En 2001, le Département Américain du Commerce (DOC) a imposé des droits compensateurs sur les importations en provenance de France, d'Allemagne, des Pays-Bas et de Grande-Bretagne à l'encontre des enrichisseurs européens ; cette action fait suite aux plaintes déposées en décembre 2000 par l'United States Enrichment Corporation (Usec) à l'encontre d'Eurodif et d'Urenco pour dumping et subvention. Le niveau des droits compensateurs appliqués aux exportations d'Eurodif aux États-Unis a conduit à déposer auprès des douanes américaines 188 millions de dollars à fin 2005, récupérables à l'issue des procédures.

La défense d'Eurodif s'articule autour d'une procédure administrative devant le DOC et d'une procédure judiciaire devant la Cour américaine pour le commerce international (Court of International Trade – CIT) :

- En février 2003, Eurodif a demandé au DOC une révision des droits compensateurs provisoires versés en 2001 et 2002. Les décisions administratives définitives sur la révision de ces droits ont été notifiées en juillet et septembre 2004. Le niveau des droits compensateurs, après révision, a été réduit d'environ 80 % par rapport aux droits provisoires. Les droits applicables en 2004 au titre du dumping ont été déterminés en octobre 2005.
- En avril 2002, Eurodif a engagé des procédures d'appel devant la Court of International Trade (CIT) des États-Unis. La CIT a rendu des décisions favorables en mars 2003, puis en septembre 2003 confortant l'analyse juridique d'Eurodif.
- La US Court of Appeal for the Federal Circuit (CAFC), ultime instance d'appel, a été saisie début 2004 et a rendu le 3 mars 2005 une décision en faveur d'Eurodif, mettant fin ainsi aux mesures de protection anti-dumping et subvention mises en place par le DOC et à l'ensemble des procédures. Ce jugement a été confirmé par la CAFC lors d'une nouvelle audience tenue le 9 septembre 2005.

Compte tenu du processus juridique destiné à permettre le remboursement des sommes déposées par Eurodif, le Groupe n'est pas en mesure de déterminer la date à laquelle ces sommes seront remboursées.

Enquêtes en cours

Une enquête a été menée par la Commission européenne concernant des pratiques anti-concurrentielles alléguées entre fournisseurs de GIS (disjoncteurs isolés au SF_6) et a donné lieu à la mise en évidence de pratiques qui étaient totalement ignorées d'AREVA au moment de l'acquisition du Pôle Transmission & Distribution. AREVA a collaboré pleinement avec la Commission dans l'établissement des faits. La Commission n'a pas encore émis de "notification des griefs" à l'encontre d'AREVA qui ne connaît pas la qualification des faits concernés. AREVA a associé Alstom à toutes ses démarches auprès de la Commission, AREVA estimant qu'il peut y avoir lieu à l'application de la garantie de passif concédée par Alstom, voire une sanction appliquée directement à Alstom.

Cette enquête a généré des investigations de la part des autorités de la concurrence de la Hongrie, de la Nouvelle-Zélande, de l'Australie et du Mexique. AREVA qui souhaite éradiquer toute pratique anticoncurrentielle de ses activités a eu divers échanges avec la Commission sur les actions qu'elle a prises pour s'en assurer. AREVA met en place un programme de conformité au sein de toutes ses unités.

Sanction administrative prise à l'encontre d'une filiale mexicaine d'AREVA T&D

Une procédure a été engagée en 2004 par les autorités mexicaines contre une des sociétés filiale d'AREVA T&D pour pratiques anticoncurrentielles illicites pouvant conduire à une interdiction d'accès à des marchés publics.

La décision de justice a été rendue le 11 août 2005 en faveur d'AREVA T&D, toutefois l'autorité administrative concernée a pris à l'encontre de AREVA T&D SA de CV une nouvelle décision identique à la première pour interdire à la société l'accès aux marchés publics au Mexique. Des procédures sont engagées pour faire constater l'autorité de la chose jugée et suspendre les effets de cette sanction en attendant le cas échéant un nouveau jugement au fond.

NOTE 36. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE

Néant

NOTE 37. PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

IG : intégration globale

IP : intégration proportionnelle

EQ : mise en équivalence

Unité (nom) ou entités de rattachement		RCS	31 décembre 2005		31 décembre 2004	
Raison sociale, forme, siège social	Pays	Numéro Siren	Méthode	% intérêt	Méthode	% intérêt
NUCLÉAIRE						
Pôle Amont						
AMC	Soudan		IP	40	IP	40
ANF GmbH Advanced Nuclear Fuels - 49811 Lingen	Allemagne		IG	66	IG	66
Cerca SA - 92400 Courbevoie	France	572 205 433	IG	66	IG	66
Cezus SA - 92400 Courbevoie	France	71 500 763	IG	66	IG	66
Cie Française de Mokta (CFM) - 78140 Vélizy-Villacoublay	France	552 112 716	IG	100	IG	100
Cie Française de Mines et Métaux (CFMN) 78140 Vélizy-Villacoublay	France	300 574 894	IG	100	IG	100
Cigar Lake	Canada		IP	37	IP	37
CMA	Côte d'Ivoire		IG	90	IG	90
AREVA NC Australia - Sydney - NSW 2000	Australie		IG	100	IG	100
AREVA NC Minerals Corporation (COMIN) - 82604 Mills NY	États-Unis		IG	100	IG	100
Cominak - Niamey	Niger		IP	34	IP	34
Cominor	France	422 123 984	IG	100	IG	100
Comurhex - 78140 Vélizy-Villacoublay	France	712 007 962	IG	100	IG	100
CRI CAN	Canada		IG	100	IG	100
CRI USA	États-Unis		IG	100	IG	100
Eurodif Production - 26700 Pierrelatte	France	307 146 472	IG	59,65	IG	59,65
Eurodif SA - 78140 Vélizy-Villacoublay	France	723 001 889	IG	59,65	IG	59,65
FBFC SNC - 92400 Courbevoie	France	300 521 754	IG	66	IG	66
FBFC International SA - 1000 Bruxelles	Belgique		IG	66	IG	66
Fragema GIE ME - 69006 Lyon	France	338 344 658	IG	66	IG	66
Frog's Leg	Australie		IP	51	IP	51
Interuranium Australia	Australie		IG	100	IG	100
Katco	Kazakhstan		IG	51	IG	51
Le Bourneix (SMB) - 78140 Vélizy-Villacoublay	France	323 097 899	IG	100	IG	100
McArthur	Canada		IP	30	IP	30
McClean	Canada		IP	70	IP	70
Midwest	Canada		IP	70	IP	70
Mineraus	Australie		IG	100	IG	100
Mines de Jouac (SMJ) - 78140 Vélizy-Villacoublay	France	303 697 924	IG	100	IG	100
MUL	Canada		IG	100	IG	100
PMC USA	États-Unis		IG	100	IG	100
SET (Société d'Enrichissement du Tricastin) 4 rue Paul Dautier - 78140 Vélizy-Villacoublay	France	440 252 666	IG	100	IG	100
SMI	Côte d'Ivoire		IG	51	IG	51
Socatri	France	302 639 927	IG	59,65	IG	59,65
Sofidif	France	303 587 216	IG	60	IG	60
Somaïr - Niamey	Niger		IG	63,40	IG	63,40
Timet Savoie SA - 95023 Cergy-Pontoise	France	408 579 084	EQ	19,80	EQ	19,80
Urangesellschaft - 60486 Frankfurt	Allemagne		IG	100	IG	100
Urangesellschaft USA	États-Unis		IG	100	IG	100
Uranium Disposition Services LLC	États-Unis		IP	31,68	IP	31,68
White Foil	Australie		IP	51	IP	51

Unité (nom) ou entités de rattachement		RCS	31 décembre 2005		31 décembre 2004	
Raison sociale, forme, siège social	Pays	Numéro Siren	Méthode	% intérêt	Méthode	% intérêt
Pôle Réacteurs et Services						
01DB Brésil	Brésil		IG	82,68	IG	51,01
01dB GmbH	Allemagne		IG	64,07	IG	53,47
01DB Inc.	États-Unis		IG	80,50	IG	82,27
01DB Italia	Italie		IP	41,34	IP	41,14
01DdB Métravib - 69670 Limonest	France	409 869 708	IG	82,68	IG	82,27
Aesse	Italie		IP	41,34	IP	41,14
Axylia	France	380 094 235	IG	83,58	IG	83,58
Canberra Aquila	États-Unis		IG	100	IG	100
Canberra CO (APTEC Instruments Ltd)	Canada		IG	100	IG	100
Canberra Dover Inc.	États-Unis		IG	100	IG	100
Canberra Eurisys Benelux	Belgique		IG	100	IG	100
Canberra Eurisys GmbH	Allemagne		IG	100	IG	100
Canberra Eurisys Maintenance SA	France	322 522 681	IG	99,98	IG	99,98
Canberra Eurisys SA	France	384 449 773	IG	100	IG	100
Canberra Harwell	Royaume-Uni		IG	100	IG	100
Canberra Inc.	États-Unis		-	Fusion	IG	100
Canberra Industrie Inc.	États-Unis		IG	100	IG	100
Canberra Japan	Japon		IG	100	IG	100
CNSV	Belgique		IG	100	IG	100
Cortex	Allemagne		IG	82,68	IG	82,33
Corys Tess - 38000 Grenoble	France	413 851 924	EQ	28,42	EQ	28,42
Cte-Ndt SA - 94583 Rungis	France	308 548 742	IG	66	IG	66
ELTA	France	388 919 177	IG	55,15	IG	55,15
Euriware SA	France	320 585 110	IG	100	IG	100
FANP Canada Ltd - Services	Canada		IG	66	IG	66
Framex South Africa - 8000 Cape Town	Afrique du Sud		IG	66	IG	66
Geraco	France	432 125 664	IG	100	IG	100
Groupe Euriware	France	378 566 343	IG	100	IG	100
Helion	France	435 050 737	IG	83,58	IG	83,58
Intercontrole SA - 94583 Rungis	France	305 254 526	IG	66	IG	66
Isis Mpp - 31084 Toulouse	France	325 517 621	-	Vendu	IG	71,64
Jeumont EOLE Tour AREVA 1 place de la coupole 92400 Courbevoie	France	410 343 669	IG	66	IG	66
Jeumont SA - 92400 Courbevoie	France	341 805 836	IG	66	IG	66
LNS	Afrique du Sud		EQ	29,70	EQ	29,70
MCS	États-Unis		IG	55	IG	55
NDT GmbH	Allemagne		IG	66	IG	66
NNS SNC - 69006 Lyon	France	333 824 530	IG	39,60	IG	39,60
OAK Ridge	États-Unis		IG	100	IG	100
Open Cascade	France	420 919 805	IG	62,69	IG	52,66
PEA Consulting	France	592 029 128	IG	100	IG	100
Principia Marine	France	384 408 993	IG	62,69	IG	26,85
Principia RD - 83507 La Seine-sur-Mer	France	320 786 171	IG	62,69	IG	52,66
RJH	France	448 727 859	IG	69	IG	69
Sarelem SA - 92400 Courbevoie	France	319 606 091	IG	66	IG	66
SGT – LTD	États-Unis		IP	33	IP	33
Sofinel	France	312 664 824	EQ	29,70	EQ	29,70
Somanu SA - 92400 Courbevoie	France	328 946 231	IG	66,17	IG	66,17
AREVA TA - 91190 Gif-sur-Yvette	France	772 045 879	IG	83,58	IG	83,58
Technimarse	Espagne		IG	66	IG	66
Technoplus Industries - 13170 Les Pennes Mirabeau	France	338 296 478	IG	83,58	IG	83,58
UDD COMB SG Services	Suéde		IG	66	-	-

Unité (nom) ou entités de rattachement		RCS	31 décembre 2005		31 décembre 2004	
Raison sociale, forme, siège social	Pays	Numéro Siren	Méthode	% intérêt	Méthode	% intérêt
Pôle Aval						
Cie Nucléaire de services (CNS)	France	401 649 363	IG	51	IG	51
AREVA NC Engineering	États-Unis		-	Fusion	IG	100
AREVA NC Logistics	France	602 039 299	IG	100	IG	100
AREVA NC Rokkasho	Japon		IG	100	-	-
ESI	France	400 013 629	IG	53,58	IG	53,65
Gads	France	420 952 194	IG	67,06	IG	67,06
Gamma Assistance	France	350 322 293	IG	67,06	IG	67,06
Gie Commox	France	331 102 624	IG	100	IG	100
Lemaréchal	France	323 266 460	IG	100	IG	100
Mainco	France	350 130 167	IG	100	IG	100
Mécachimie	France	304 864 036	IG	100	IG	100
Mécagest	France	350 357 596	IG	100	IG	100
MELOX 78140 Vélizy-Villacoublay	France	378 783 237	IG	100	IG	100
MSIS	France	327 492 336	IG	67,06	IG	67,06
NHC - 20814 Bestheda Maryland (Numatec Hanforf Cop)	États-Unis		IG	100	IG	100
Polinorsud	France	343 008 231	IG	67,06	IG	67,06
RTC	France	331 055 947	IG	67,06	IG	67,06
Séchaud et Metz - 92260 Fontenay-aux-Roses	France	652 030 677	EQ	34	EQ	34
SGN - 78180 Montigny-le-Bretonneux	France	612 016 956	IG	100	IG	100
SICN	France	325 720 209	IG	100	IG	100
Socodei - 95613 Éragny-sur-Oise	France	380 303 107	EQ	49	EQ	49
Sogéfibre - 78180 Montigny-le-Bretonneux	France	351 543 004	IG	100	IG	100
STMI	France	672 008 489	IG	67,06	IG	67,06
STmilog	France	388 398 059	IG	67,06	IG	67,06
Transnuc Ltd (TN Tokyo)	Japon		IG	100	IG	100
Transnucléaire US (sous consolidation)	États-Unis	—	IG	100	IG	100
Trihom	France	378 649 040	IG	44,26	IG	44,26
Valfibre - 50700 Valognes	France	950 619 890	IG	99,90	IG	99,90
Entités juridiques du nucléaire recouvrant plusieurs pôles						
ANP GMBH, 91058 Erlangen	Allemagne		IG	66	IG	66
AREVA NC	France	305 207 169	IG	100	IG	100
AREVA NC Allemagne	Allemagne		IG	100	IG	100
AREVA NC Inc.	États-Unis		IG	100	IG	100
FANP SAS - 92400 Courbevoie	France	428 764 500	IG	66	IG	66
FANP Inc. - Corporate	États-Unis		IG	66	IG	66
FUSA (AREVA NP USA Inc.)	États-Unis		IG	66	IG	66
Pôle Transmission & Distribution						
AREVA T&D Instrument Transformers PVT Ltd	Inde		IG	100	IG	100
AREVA T&D Lightning Arresters Ltd	Inde		IG	100	-	-
AREVA T&D Systems Ltd	Inde		IG	100	-	-
AREVA T&D AB	Suède		IG	100	IG	100
AREVA T&D AG	Suisse		IG	100	IG	100
AREVA T&D Algeria SPA	Algérie		IG	100	IG	100
AREVA T&D Argentina SA	Argentine		IG	100	IG	100
AREVA T&D AS	Norvège		IG	100	IG	100
AREVA T&D Australia Ltd	Australie		IG	100	IG	100
AREVA T&D Austria AG	Autriche		IG	100	IG	100
AREVA T&D Beijing Switchgear Co. Ltd	Chine		IG	100	IG	100
AREVA T&D Belgium SA	Belgique		IG	100	IG	100
AREVA T&D Canada Inc.	Canada		IG	100	IG	100
AREVA T&D CHILE SA	Chili		IG	100	IG	100

Unité (nom) ou entités de rattachement		RCS	31 décembre 2005		31 décembre 2004	
Raison sociale, forme, siège social	Pays	Numéro Siren	Méthode	% intérêt	Méthode	% intérêt
AREVA T&D de Energia Ltda	Brésil		IG	100	IG	100
AREVA T&D EBT SA	France	389 191 412	-	Vendu	IG	100
AREVA T&D Egypt S.A.E	Égypte		IG	100	IG	100
AREVA T&D Energietechnik GmbH	Allemagne		IG	100	IG	100
AREVA T&D Enerji Endustrisi A.S	Turquie		IG	100	IG	100
AREVA T&D Études Techniques (Tunisie)	Tunisie		IG	100	-	-
AREVA T&D FIR S.P.A	Italie		IG	100	IG	100
AREVA T&D Hellas A.E.	Grèce		IG	100	IG	100
AREVA T&D Holding SA	France	449 834 308	IG	100	IG	100
AREVA T&D Hungaria Kft	Hongrie		IG	100	IG	100
AREVA T&D HVDC India Ltd	Royaume-Uni		IG	100	IG	100
AREVA T&D Iberica SA	Espagne		IG	100	IG	100
AREVA T&D Inc.	États-Unis		IG	100	IG	100
AREVA T&D india Ltd	Inde		IG	66	-	-
AREVA T&D International Egyth for electricity SAE	Égypte		IG	100	IG	100
AREVA T&D Italy Spa	Italie		IG	100	IG	100
AREVA T&D Japan KK	Japon		IG	100	IG	100
AREVA T&D Kazakhstan LLP	Kazakhstan		IG	100	IG	100
AREVA T&D Limited	Chine		IG	100	IG	100
AREVA T&D Long & Crawford Ltd	Royaume-Uni		IG	100	IG	100
AREVA T&D Ltd Thailand	Thaïlande		IG	49	IG	49
AREVA T&D Malaysia Sdn Bhd	Malaisie		IG	100	IG	100
AREVA T&D Maroc	Maroc		IG	100	IG	100
AREVA T&D Middle East FZE	Arabie		IG	100	IG	100
AREVA T&D Nederland BV	Pays-Bas		IG	100	IG	100
AREVA T&D New Zealand	Nouvelle-Zélande		-	Sortante	IG	100
AREVA T&D Nigeria Ltd	Nigeria		IG	100	-	-
AREVA T&D Pakistan Privated Limited	Pakistan		IG	80	-	-
AREVA T&D Parafoudres SA	France	424 783 645	IG	100	IG	100
AREVA T&D Power Electronics Ltd Int	Royaume-Uni		IG	100	IG	100
AREVA T&D Protection & Contrôle SA	France	343 074 142	IG	100	IG	100
AREVA T&D Pte Ltd	Corée		IG	100	IG	100
AREVA T&D SA	France	389 191 800	IG	100	IG	100
AREVA T&D SA (Pologne)	Pologne		IG	100	IG	100
AREVA T&D SA Colombie	Colombie		IG	100	IG	100
AREVA T&D SA de CV	Mexique		IG	100	IG	100
AREVA T&D Sachsenwerk GmbH	Allemagne		IG	100	IG	100
AREVA T&D Schorch Transformatoren GmbH	Allemagne		-	Fusion	IG	100
AREVA T&D Sénégal	Sénégal		IG	100	IG	100
AREVA T&D Shangai Power Automat. Co Ltd	Chine		IG	59	IG	59
AREVA T&D Shangai Transformer Co Ltd	Chine		IG	52	IG	52
AREVA T&D Spa	Italie		IG	100	IG	100
AREVA T&D Spol sro (Slovaquie)	Slovaquie		IG	100	-	-
AREVA T&D SPR International Ltd	Royaume-Uni		IG	100	IG	100
AREVA T&D Suzhou High Voltage Switch Co	Chine		IG	80	IG	80
AREVA T&D Transformateurs de Mesure SA	France	343 074 092	IG	100	IG	100
AREVA T&D UK Ltd	Royaume-Uni		IG	100	IG	100
AREVA T&D Vakuumschalttechnik GmbH	Allemagne			Fusion	IG	100
AREVA T&D Venezuela SA	Venezuela		IG	100	IG	100
AREVA T&D Xiamen Switchgear Co Ltd	Chine		IG	100	-	-

Unité (nom) ou entités de rattachement		RCS	31 décembre 2005		31 décembre 2004	
Raison sociale, forme, siège social	Pays	Numéro Siren	Méthode	% intérêt	Méthode	% intérêt
AREVA T&D Xiamen Vacuum Interrupter Co, Ltd	Chine		IG	70		
AREVA T&D Zao	Russie		IG	98,37	IG	98,37
Corelex GIE	France	313 104 572	IG	100	IG	100
Laboratoire Oksman Seraphin SA	France	321 735 789	IG	100	IG	100
P. T. Alstom Distribution	Indonésie		IG	100	IG	100
PT Alstom Transmission Indonesia	Indonésie		IG	100	IG	100
PT Unelec indonesia	Indonésie		IG	67,65	IG	67,65
Suzhou AREVA T&D Switchgear Ltd SPA	Chine		IG	58	IG	58
Pôle Connectique						
Berg UK Ltd, Dunstable	Royaume-Uni		-	Vendu	IG	100
FCI Asia Technology Pte Ltd - Singapore 049908	Singapour		-	Vendu	IG	100
FCI Automotive France SA - 28230 Épernon	France	775 678 980	-	Vendu	IG	100
FCI Electronics Mexico S de RL de CV - Chihuahua, Mexico	Mexique		-	Vendu	IG	100
FCI Trésorerie SA - 78000 Versailles	France	393 476 783	-	Vendu	IG	100
FCI Americas International Holding Inc., Manchester, NH 03109	États-Unis		-	Vendu	IG	100
FCI Americas Technology Inc., Manchester, NH 16830	États-Unis		-	Vendu	IG	100
FCI Américas, Inc. Manchester, NH 03019	États-Unis		-	Vendu	IG	100
FCI Asia Pte Ltd - Singapore 049908	Singapour		-	Vendu	IG	100
FCI Austria GmbH - A 5230 Mattighoffen	Autriche		-	Vendu	IG	100
FCI Automotive Deutschland GmbH - 90411 Nürnberg	Allemagne		-	Vendu	IG	100
FCI Belgium NV - 2800 Mechelen	Belgique		-	Vendu	IG	100
FCI Besançon SA - 25000 Besançon	France	388 636 896	-	Vendu	IG	100
FCI Brasil Ltda - CEP 04901-020 São Paulo	Brésil		-	Vendu	IG	100
FCI Canada Inc. - Scarborough Ontario M1P 2G9	Canada		-	Vendu	IG	100
FCI Connectors Australia Pty Ltd - Smithfield NSW 2164	Australie		-	Vendu	IG	100
FCI Connectors Espana SA - 08635 San Esteve de Sesrovires	Espagne		-	Vendu	IG	100
FCI Connectors Hong Kong Ltd, Tsimshatsui, Kowloon	Chine		-	Vendu	IG	100
FCI Connectors Malaysia Sdn Bhd 47400 Petaling Jaya, Selangor	Malaisie		-	Vendu	IG	100
FCI Connectors Sweden AB S - 10074 Stockholm	Suède		-	Vendu	IG	100
FCI Connectors Trading (Shanghai) Co Ltd	Chine		-	Vendu	IG	100
FCI Connectors UK Ltd - LU5 4TS Dunstable	Royaume-Uni		-	Vendu	IG	100
FCI Connectors UK 2001 Ltd, Dunstable	Royaume-Uni		-	Vendu	IG	100
FCI Deutschland GmbH - 65824 Schwalbach	Allemagne		-	Vendu	IG	100
FCI Donguuan Co. Ltd - Shatian Town, Dongguan City	Chine		-	Vendu	IG	100
FCI Electrique France SA - 27000 Évreux	France	775 596 679	-	Vendu	IG	100
FCI Expansion 2 SA - 78000 Versailles	France	440 251 312	-	Vendu	IG	100
FCI Finland OY - 02270 Espoo	Finlande		-	Vendu	IG	100
FCI Hertogenbosch BV - 5213JG's - Hertogenbosch	Pays-Bas		-	Vendu	IG	100
FCI Holland Holding BV, 5213JG's - Hertogenbosch	Pays-Bas		-	Vendu	IG	100
FCI Hungary KFT - 2800 Tatabanya	Hongrie		-	Vendu	IG	100
FCI Ireland BV- 5222 AV's Hertogenbosch	Pays-Bas		-	Vendu	IG	100
FCI Italia SpA - 10156 Torino	Italie		-	Vendu	IG	100
FCI Japan KK - Shinagawa-ku Tokyo	Japon		-	Vendu	IG	93,60
FCI Katrineholm AB - 64122 Katrineholm	Suède		-	Vendu	IG	100
FCI Korea Ltd - Kyungju-si	Corée		-	Vendu	IG	100
FCI Mechelen NV - B 2800 Malines	Belgique		-	Vendu	IG	100
FCI Microconnections SA - 78200 Mantes-la-Jolie	France	335 187 696	-	Vendu	IG	100

Unité (nom) ou entités de rattachement		RCS	31 décembre 2005		31 décembre 2004	
Raison sociale, forme, siège social	Pays	Numéro Siren	Méthode	% intérêt	Méthode	% intérêt
FCI Microconnections Asia Pte Ltd - Singapore 049908	Singapour		-	Vendu	IG	100
FCI Nantong Ltd - Jaingsu Province, PRC	Chine		-	Vendu	IG	100
FCI Nederland BV - 2908 LJ Capelle A/D Ijssel	Pays-Bas		-	Vendu	IG	100
FCI OEN Connectors Ltd - 682 019, Cochin	Inde		-	Vendu	IG	67,83
FCI Pontarlier SA - 78000 - Versailles	France	383 703 808	-	Vendu	IG	100
FCI PRC Ltd - Tsimshatsui Kowloon Hong-Kong	Chine		-	Vendu	IG	100
FCI Qingdao Co. Ltd - Shangdong 266101 PRC	Chine		-	Vendu	IG	100
FCI Schweiz AG - 6340 Baar	Suisse		-	Vendu	IG	100
FCI Scotland Ltd - Glasgow G33 4JD	Royaume-Uni		-	Vendu	IG	100
FCI Singapore Pte Ltd - Singapore 049908	Singapour		-	Vendu	IG	100
FCI Taiwan Ltd, Chungli - Taoyuan	Taiwan		-	Vendu	IG	100
FCI Technology & Services Ltd, Cochin, Kerala	Inde		-	Vendu	IG	100
FCI USA, Inc. - Etters (Valley Green) PA 17319	États-Unis		-	Vendu	IG	100
FCI Europe - 78000 Versailles	France	421 188 426	-	Vendu	IG	100
FCI France SA - 78000 Versailles	France	552 056 533	-	Vendu	IG	100
FCI SA - 78000 Versailles	France	349 566 240	-	Vendu	IG	100
AREVA NP Connectors Mexico SA de CV - Toluca, C.P 50200	Mexique		-	Vendu	IG	100
Société Rhénane de Participation SA - 78000 Versailles	France	318 099 306	-	Vendu	IG	100
Corporate et Autres - Participations						
AREVA BEIJING Consulting Co	Chine		IG	100	-	-
AREVA Finance Gestion - 75009 Paris	France	421 356 593	IG	100	IG	100
AREVA Inc.	États-Unis		IG	100	IG	100
AREVA Japan	Japon		IG	100	IG	100
AREVA Korea	Corée		IG	100	IG	100
AREVA SA - 75009 Paris	France	712 054 923	IG	100	IG	100
AREVACOM - 92084 Paris la Défense	France	399 673 425	IG	100	-	-
CEDEC - 75015 Paris	France	394 329 841	IG	90,14	IG	90,14
CERE SA - 92400 Courbevoie	France	330 956 871	IG	100	IG	100
CILAS	France	669 802 167	EQ	37	EQ	37
COGERAP	France	328 171 004	IG	100	IG	100
DE-SE AREVA NP De&S Hanford, Inc.	États-Unis		IG	66	IG	66
Eramet	France	632 045 381	EQ	26,25	EQ	26,42
Fipt SA - 92400 Courbevoie	France	351 737 051	IG	100	IG	100
Framapar SA - 92400 Courbevoie	France	410 343 669	-	Vendu	IG	100
AREVA NP Blakey Staffing Solution	Canada		IG	66	IG	66
AREVA NP DE&S Inc. Argentine Branch	Argentine		IG	66	IG	66
AREVA NP DE&S Srl	Pérou		IG	66	IG	66
AREVA NP DE&SR, Inc.	Canada		IG	66	IG	66
AREVA NP&DE&S	République tchèque		IG	66	IG	66
FRAREA - 92400 Courbevoie	France	381 484 955	IG	100	IG	100
FT1CI	France	385 129 036	IG	100	IG	78,99
LILLY Financial Corporation limited	Iles Caïman		IG	100	IG	100
PIC	États-Unis		IG	100	IG	100
REPower	Allemagne		EQ	21,20	-	-
SEPI SA - 1211 Genève	Suisse		IG	100	IG	100
SODEPROM 2, rue Paul Dautier - 78140 Vélizy	France	328 223 706	IG	100	IG	100
Sofradir	France	334 835 709	EQ	20	EQ	20
STMicroelectronics	Pays-Bas		EQ	10,94	EQ	10,97
STMicroelectronics Holding II BV	Pays-Bas		EQ	39,62	EQ	35,66
STMicroelectronics Holding NV	Pays-Bas		EQ	39,62	EQ	35,66
TDI SA	Suisse		IG	100	IG	100
Teknassur - Luxembourg	Luxembourg		-	Liquidée	IG	100

NOTE 38. INCIDENCES DE LA PREMIÈRE APPLICATION DES NORMES IFRS SUR LE BILAN AU 1er JANVIER 2004 ET AU 31 DÉCEMBRE 2004 ET SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT DE L'EXERCICE 2004

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002, les comptes consolidés d'AREVA au 31 décembre 2005 sont établis en conformité avec les normes IFRS telles qu'adoptées par l'Union européenne et applicables à cette date. Les normes IFRS ont été appliquées avec effet rétroactif au 1er janvier 2004, conformément aux dispositions de la norme IFRS 1 "Première adoption des normes IFRS". Les options retenues pour la première application des normes IFRS au 1er janvier 2004 sont décrites dans la Note 1 sur les principes comptables.

La présente note récapitule les principaux impacts de la première application des normes IFRS sur le bilan au 1er janvier 2004, le bilan au 31 décembre 2004 et le compte de résultat de l'exercice 2004.

Par ailleurs, certains travaux de retraitement des comptes 2004 aux normes IFRS ont été terminés en 2005, postérieurement à la publication du rapport annuel 2004 ; de ce fait, les données comparatives 2004 publiées dans les états financiers 2005 présentent quelques écarts par rapport aux données publiées à titre d'information préliminaire au paragraphe 5.1.9. du rapport annuel 2004. Il s'agit essentiellement de reclassements entre rubriques du bilan d'une part, et entre rubriques du compte de résultat d'autre part. Ces reclassements, qui sont détaillés dans les tableaux présentés ci-après, n'ont cependant aucune incidence sur le montant des capitaux propres au 1er janvier et au 31 décembre 2004, ni sur le résultat de l'exercice 2004.

Incidences des normes IFRS sur la présentation du bilan et du compte de résultat

Présentation du bilan

Actifs et passifs courants et non courants

La structure du bilan est essentiellement modifiée par la distinction entre actifs courants et non courants, passifs courants et non courants.

Les actifs et les passifs courants sont ceux dont l'échéance est inférieure ou égale à un an, ou qui sont liés au cycle d'exploitation de l'entreprise.

Rubriques présentées séparément

La norme IAS 1 impose de présenter dans des rubriques spécifiques du bilan certains éléments, dont :

- les impôts différés actifs et passifs (respectivement dans les actifs non courants et les passifs non courants) ;
- les créances et les dettes d'impôt courant (respectivement dans les actifs courants et les passifs courants) ;
- les actifs du régime de pension (dans les actifs non courants).

Par ailleurs, les écarts d'acquisition relatifs aux titres mis en équivalence doivent être ajoutés à la rubrique "Titres mis en équivalence".

Détail des modifications affectant la présentation du bilan

- Les fonds commerciaux acquis sont reclassés du poste "immobilisations incorporelles" au poste "écarts d'acquisition".
- Les écarts d'acquisition relatifs aux sociétés mises en équivalence sont reclassés du poste "écarts d'acquisition" au poste "titres mis en équivalence".

En conséquence, le poste "écarts d'acquisition" inclut uniquement les goodwills relatifs aux sociétés intégrées ; le poste "titres mis en équivalence" représente la quote-part du Groupe dans les capitaux propres des sociétés concernées, augmentée des goodwills relatifs à ces sociétés.

- Le poste "immobilisations financières" est éclaté entre plusieurs rubriques :
  - les actifs du régime de pension sont présentés dans une rubrique spécifique,
  - la fraction des prêts, créances et dépôts dont l'échéance est inférieure ou égale à un an est présentée en actifs financiers courants.

Par ailleurs, afin de faciliter la lecture du bilan, AREVA a fait le choix de présenter la totalité des actifs financiers dédiés aux opérations de fin de cycle de ses installations dans une rubrique spécifique de l'actif non courant, intitulée "actifs de couverture des opérations de fin de cycle".

- Le poste "autres créances" est scindé en plusieurs rubriques :
  - impôts différés actifs ;
  - impôts courants actifs ;
  - autres créances opérationnelles ;
  - autres créances non opérationnelles.
- Le poste "Trésorerie et valeurs mobilières de placement" est scindé en deux rubriques :
  - trésorerie et équivalents de trésorerie, qui regroupe les disponibilités, les comptes courants financiers, et les valeurs mobilières de placement sans risque dont l'échéance est inférieure à trois mois à l'origine ;
  - autres actifs financiers courants, qui regroupe les autres valeurs mobilières de placement et la partie à un an ou moins d'un an des prêts, créances et dépôts.
- Les "autres fonds propres" sont reclassés en dettes financières.
- Les provisions pour risques et charges sont réparties entre "provisions courantes" et "provisions non courantes".

  Cependant, afin de faciliter la lecture du bilan, AREVA a fait le choix de présenter la totalité des provisions pour avantages au personnel (retraites et avantages similaires) et la totalité des provisions pour opérations de fin de cycle comme des provisions non courantes. La fraction de ces provisions dont l'échéance est inférieure à un an sera précisée dans l'annexe.

  Par exception, dans le bilan au 1er janvier 2004 retraité en IFRS, les provisions relatives aux opérations de fin de cycle des installations de Marcoule sont présentées en provisions courantes, en raison de la signature d'un accord sur le paiement d'une soulte libératoire portant effet et aux conditions économiques du 1er janvier 2004. De même, les actifs des opérations de fin de cycle relatifs à Marcoule sont présentés en actifs courants.

  D'autre part, l'ensemble des provisions liées au cycle d'exploitation (provisions pour litiges, garanties…) est classé en provisions courantes.

- Le poste "dettes financières" est scindé entre "dettes financières courantes" et "dettes financières non courantes" en fonction de leur échéance.
- Les avances et acomptes reçus sur commandes sont liés au cycle d'exploitation et sont donc présentés comme des passifs courants. Un traitement identique est appliqué aux avances finançant des immobilisations dans la mesure où elles sont reprises par imputation sur le chiffre d'affaires réalisé avec les clients qui les ont accordées.
- Le poste "autres dettes" est scindé en plusieurs rubriques :
  - impôts différés passifs ;
  - impôts courants passifs ;
  - autres dettes opérationnelles ;
  - autres dettes non opérationnelles.

Note 38. Incidences de la première application des normes IFRS sur le bilan au 1er janvier 2004 et au 31 décembre 2004 et sur le compte de résultat de l'exercice 2004

Les reclassements affectant la présentation des bilans au 1er janvier 2004 et au 31 décembre 2004 sont présentés dans le tableau ci-après.

Bilan au 1er janvier 2004 reclassé au format IFRS

Les nouvelles rubriques du bilan au format IFRS apparaissent en caractères italiques

ACTIF *(en millions d'euros)*	Bilan au 31 décembre 2003 en normes françaises publié	Reclassements au format IFRS	Bilan au 1er janvier 2004 en normes françaises reclassé au format IFRS	Notes explicatives des reclassements
Actif immobilisé / actifs non courants	**19 094**	**(3 629)**	**15 465**	
Écarts d'acquisition nets	1 265	(91)	1 174	(1)(2)
Immobilisations incorporelles	482	(13)	469	(1)
Immobilisations corporelles	3 447	1 118	4 565	
dont : actifs de fin de cycle (part propre)	*n.a.*	*1 118*	*1 118*	(3)
Actifs de démantèlement	9 109	(9 109)	n.a.	(3)
Actifs de fin de cycle (part des tiers)	n.a.	4 491	4 491	(3)
Actifs de couverture des obligations de fin de cycle	n.a.	2 234	2 234	(4)
Titres mis en équivalence	1 492	104	1 596	(2)
Autres immobilisations financières	3 299	(3 299)	n.a.	(4)
Autres actifs financiers non courants	n.a.	601	601	(4)
Actifs du régime de pension	n.a.	42	42	(4)
Actifs d'impôts différés	n.a.	293	293	(5)
Actif circulant / actifs courants	**7 097**	**3 629**	**10 726**	
Actifs de fin de cycle Marcoule	n.a.	3 500	3 500	(3)
Stocks et en-cours	1 619	0	1 619	
Clients et comptes rattachés	2 234	0	2 234	
Autres créances	1 208	(1 208)	n.a.	(5)
Autres créances opérationnelles	n.a.	782	782	(5)
Impôts courants - actif	n.a.	133	133	(5)
Autres créances non opérationnelles	n.a.	0	0	(5)
Trésorerie et valeurs mobilières de placement	2 036	(2 036)	n.a.	(6)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	n.a.	1 367	1 367	(6)
Autres actifs financiers courants	n.a.	1 091	1 091	(4)(6)
Total actif	**26 191**	**0**	**26 191**	

(1) Reclassement des fonds commerciaux acquis en "Écarts d'acquisition".

(2) Reclassement des écarts d'acquisition relatifs aux titres mis en équivalence dans la rubrique "Titres mis en équivalence".

(3) Reclassement des actifs de démantèlement entre les nouvelles rubriques : "Actifs de fin de cycle - part propre", "Actifs de fin de cycle - part des tiers" et "Actifs de fin de cycle Marcoule" (rubrique spécifique utilisée au 1er janvier 2004 uniquement).

(4) Reclassement des "autres immobilisations financières" entre quatre nouvelles rubriques :"Actifs de couverture des obligations de fin de cycle", "Actifs du régime de pension", "Autres actifs financiers non courants", "Autres actifs financiers courants".

(5) Reclassement des "Autres créances" entre quatre nouvelles rubriques :"Actifs d'impôts différés", "Autres créances opérationnelles", "Impôts courants - actif" et "Autres créances non opérationnelles".

(6) Reclassement de la "Trésorerie et valeurs mobilières de placement" entre deux nouvelles rubriques :"Trésorerie et équivalents de trésorerie" et "Autres actifs financiers courants".

n.a. : non applicable ; rubrique non utilisée dans le référentiel considéré.

Bilan au 1er janvier 2004 reclassé au format IFRS (suite)

Les nouvelles rubriques du bilan au format IFRS apparaissent en caractères italiques

PASSIF *(en millions d'euros)*	Bilan au 31 décembre 2003 en normes françaises publié	Reclassements au format IFRS	Bilan au 1er janvier 2004 en normes françaises reclassé au format IFRS	Notes explicatives des reclassements
Capitaux propres et intérêts minoritaires	**5 072**	**0**	**5 072**	
Capital	1 347	0	1 347	
Primes et réserves consolidées	2 414	389	2 803	(7)
Réserves de conversion	(37)	0	(37)	
Résultat net de l'exercice - part du Groupe	389	(389)	0	(7)
Intérêts minoritaires	959	0	959	
Autres fonds propres	215	(215)	n.a.	(8)
Passifs non courants	**14 792**	**(4 633)**	**10 159**	
Pensions et avantages similaires *(avantages du personnel)*	609	0	609	
Provisions pour risques et charges	13 383	(13 383)	n.a.	(9)
Provisions pour obligations de fin de cycle	n.a.	8 371	8 371	(9)
Autres provisions non courantes	n.a.	69	69	(9)
Dettes financières	800	(800)	n.a.	(10)
Dettes financières non courantes	n.a.	851	851	(8)(10)
Passifs d'impôts différés	n.a.	259	259	(11)
Passifs courants	**6 112**	**4 848**	**10 960**	
Provision pour obligations de fin de cycle Marcoule	n.a.	3 945	3 945	(9)
Autres provisions courantes	n.a.	993	993	(9)
Écarts d'acquisition passifs	n.a.	5	5	(9)
Dettes financières courantes	n.a.	164	164	(10)
Avances et acomptes	3 615	0	3 615	
Fournisseurs et comptes rattachés	1 009	0	1 009	
Autres dettes	1 488	(1 488)	n.a.	(11)
Autres dettes opérationnelles	n.a.	1 158	1 158	(11)
Impôts courants - passif	n.a.	71	71	(11)
Autres dettes non opérationnelles	n.a.	0	0	(11)
Total passif	**26 191**	**0**	**26 191**	

(7) Reclassement du résultat 2003 en réserves consolidées pour les besoins de la présentation du bilan retraité en IFRS au 1er janvier 2004.

(8) Reclassement des "Autres fonds propres" dans la rubrique "Dettes financières non courantes".

(9) Reclassement des "Provisions pour risques et charges" entre cinq nouvelles rubriques : "Provisions pour obligations de fin de cycle" ; "Autres provisions non courantes", "Écarts d'acquisition - passif", "Autres provisions courantes" et "Provisions pour obligations de fin de cycle Marcoule" (rubrique spécifique utilisée au 1er janvier 2004 uniquement) .

(10) Reclassement des "Dettes financières" entre deux nouvelles rubriques : "Dettes financières non courantes" et "Dettes financières courantes"

(11) Reclassement des "Autres dettes" entre quatre nouvelles rubriques : "Passifs d'impôts différés", "Autres dettes opérationnelles", "Impôts courants - passif", et "Autres dettes non opérationnelles".

n.a. : non applicable ; rubrique non utilisée dans le référentiel considéré.

Note 38. Incidences de la première application des normes IFRS sur le bilan au 1er janvier 2004 et au 31 décembre 2004 et sur le compte de résultat de l'exercice 2004

Bilan au 31 décembre 2004 reclassé au format IFRS

Les nouvelles rubriques du bilan au format IFRS apparaissent en caractères italiques

ACTIF *(en millions d'euros)*	Bilan au 31 décembre 2004 en normes françaises publié	Reclassements au format IFRS	Bilan au 31 décembre 2004 en normes françaises reclassé au format IFRS	Notes explicatives des reclassements
Actif immobilisé / actifs non courants	**15 782**	**485**	**16 267**	
Ecarts d'acquisition nets	1 718	(62)	1 656	(1)(2)
Immobilisations incorporelles	608	(12)	596	(1)
Immobilisations corporelles	3 701	1 060	4 761	
dont : actifs de fin de cycle (part propre)	*n.a.*	*1 060*	*1 060*	(3)
Actifs de démantèlement	5 372	(5 372)	n.a.	(3)
Actifs de fin de cycle (part des tiers)	n.a.	4 312	4 312	(3)
Actifs de couverture des obligations de fin de cycle	n.a.	2 281	2 281	(4)
Titres mis en équivalence	1 240	74	1 314	(2)
Autres immobilisations financières	3 143	(3 143)	n.a.	(4)
Autres actifs financiers non courants	n.a.	823	823	(4)
Actifs du régime de pension	n.a.	32	32	(4)
Actifs d'impôts différés	n.a.	492	492	(5)
Actif circulant / actifs courants	**8 877**	**(485)**	**8 392**	
Actifs de fin de cycle Marcoule	n.a.	0	0	(3)
Stocks et en cours	2 088	0	2 088	
Clients et comptes rattachés	3 288	0	3 288	
Autres créances	1 869	(1 869)	n.a.	(5)
Autres créances opérationnelles	n.a.	857	857	(5)
Impôts courants - actif	n.a.	116	116	(5)
Autres créances non opérationnelles	n.a.	404	404	(5)
Trésorerie et valeurs mobilières de placement	1 632	(1 632)	n.a.	(6)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	n.a.	1 054	1 054	(6)
Autres actifs financiers courants	n.a.	585	585	(4)(6)
Total actif	**24 659**	**0**	**24 659**	

(1) Reclassement des fonds commerciaux acquis en "Écarts d'acquisition".

(2) Reclassement des écarts d'acquisition relatifs aux titres mis en équivalence dans la rubrique "Titres mis en équivalence".

(3) Reclassement des actifs de démantèlement entre les nouvelles rubriques : "Actifs de fin de cycle - part propre", "Actifs de fin de cycle - part des tiers" et "Actifs de fin de cycle Marcoule" (rubrique spécifique utilisée au 1er janvier 2004 uniquement).

(4) Reclassement des "autres immobilisations financières" entre quatre nouvelles rubriques :"Actifs de couverture des obligations de fin de cycle", "Actifs du régime de pension", "Autres actifs financiers non courants", "Autres actifs financiers courants".

(5) Reclassement des "Autres créances" entre quatre nouvelles rubriques :"Actifs d'impôts différés", "Autres créances opérationnelles", "Impôts courants - actif" et "Autres créances non opérationnelles".

(6) Reclassement de la "Trésorerie et valeurs mobilières de placement" entre deux nouvelles rubriques :"Trésorerie et équivalents de trésorerie" et "Autres actifs financiers courants".

n.a. : non applicable ; rubrique non utilisée dans le référentiel considéré.

Bilan au 31 décembre 2004 reclassé au format IFRS (suite)

Les nouvelles rubriques du bilan au format IFRS apparaissent en caractères italiques

PASSIF *(en millions d'euros)*	Bilan au 31 décembre 2004 en normes françaises publié	Reclassements au format IFRS	Bilan au 31 décembre 2004 en normes françaises reclassé au format IFRS	Notes explicatives des reclassements
Capitaux propres et intérêts minoritaires	**5 017**	**0**	**5 017**	
Capital	1 347	0	1 347	
Primes et réserves consolidées	2 583	0	2 583	
Réserves de conversion	(117)	0	(117)	
Résultat net de l'exercice - part du Groupe	428	0	428	
Intérêts minoritaires	776	0	776	
Autres fonds propres	0	0	n.a.	
Passifs non courants	**11 428**	**(1 104)**	**10 324**	
Pensions et avantages similaires *(avantages du personnel)*	853	0	853	
Provisions pour risques et charges	9 632	(9 632)	n.a.	(7)
Provisions pour obligations de fin de cycle	n.a.	8 258	8 258	(7)
Autres provisions non courantes	n.a.	134	134	(7)
Dettes financières	943	(943)	n.a.	(8)
Dettes financières non courantes	n.a.	744	744	(8)
Passifs d'impôts différés	n.a.	335	335	(9)
Passifs courants	**8 214**	**1 104**	**9 318**	
Provision pour obligations de fin de cycle Marcoule	n.a.	0	0	(7)
Autres provisions courantes	n.a.	1 238	1 238	(7)
Écarts d'acquisition passifs	n.a.	2	2	(7)
Dettes financières courantes	n.a.	199	199	(8)
Avances et acomptes	4 326	0	4 326	
Fournisseurs et comptes rattachés	1 688	0	1 688	
Autres dettes	2 200	(2 200)	n.a.	(9)
Autres dettes opérationnelles	n.a.	1 430	1 430	(9)
Impôts courants - passif	n.a.	91	91	(9)
Autres dettes non opérationnelles	n.a.	344	344	(9)
Total passif	**24 659**	**0**	**24 659**	

(7) Reclassement des "Provisions pour risques et charges" entre 5 nouvelles rubriques : "Provisions pour obligations de fin de cycle", "Autres provisions non courantes", "Écarts d'acquisition - passif", "Autres provisions courantes" et "Provisions pour obligations de fin de cycle Marcoule" (rubrique spécifique utilisée au 1er janvier 2004 uniquement).

(8) Reclassement des "Dettes financières" entre deux nouvelles rubriques : "Dettes financières non courantes" et "Dettes financières courantes".

(9) Reclassement des "Autres dettes" entre quatre nouvelles rubriques : "Passifs d'impôts différés", "Autres dettes opérationnelles", "Impôts courants - passif" et "Autres dettes non opérationnelles".

n.a. : non applicable ; rubrique non utilisée dans le référentiel considéré.

Note 38. Incidences de la première application des normes IFRS sur le bilan au 1er janvier 2004 et au 31 décembre 2004 et sur le compte de résultat de l'exercice 2004

Présentation du compte de résultat

AREVA a choisi d'utiliser le modèle préconisé par le Conseil national de la comptabilité dans sa recommandation du 27 octobre 2004. Le Groupe conserve par ailleurs la présentation de ses charges opérationnelles par destination.

Les principales modifications dans la présentation du compte de résultat sont décrites ci-après :

- Le poste "résultat exceptionnel" est supprimé ; les éléments exceptionnels sont reclassés en résultat opérationnel ou dans les autres rubriques du compte de résultat selon leur nature.
- Un sous-total intitulé "Résultat opérationnel courant" est créé à l'intérieur du résultat opérationnel. Les éléments opérationnels non courants sont constitués des éléments suivants :
  - pertes de valeur des écarts d'acquisition ;
  - coût des restructurations et des plans de cessation anticipée d'activité des salariés âgés ;
  - pertes de valeur et résultats de cession des actifs immobilisés corporels et incorporels ; résultats de déconsolidation de filiales et autres variations de périmètre (à l'exception des cessions de segments d'activité, dont le résultat est présenté dans une rubrique spécifique).
- Les coûts relatifs aux obligations de fin de cycle des activités nucléaires, compris en "Autres charges et produits opérationnels" dans le référentiel actuel, sont reclassés dans les "coûts des produits et services vendus" en référentiel IFRS.
- Les coûts relatifs aux avantages du personnel (retraites et autres avantages similaires), compris en "Autres charges et produits opérationnels" dans le référentiel actuel, sont scindés en trois catégories :
  - la charge de désactualisation de la provision, nette du rendement des actifs de couverture, est portée en résultat financier ;
  - la charge correspondant au coût des services rendus et à l'amortissement du coût des services passés est répartie entre les différents postes de charges opérationnelles par destination : coûts des produits et services vendus, recherche et développement, charges commerciales et marketing, charges administratives ;
  - l'amortissement des écarts actuariels est porté en "autres charges et produits opérationnels".
- Le résultat financier est scindé en deux catégories.
  - coût de l'endettement financier net, lui-même constitué de deux éléments :
    - coût de l'endettement financier brut (intérêts sur dettes financières),
    - produits de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ;
  - autres charges et produits financiers, qui comprennent notamment :
    - les revenus des actifs financiers autres que la trésorerie,
    - les résultats de cession des actifs financiers,
    - la charge de désactualisation des provisions pour avantages du personnel, nette du rendement des actifs de couverture,
    - la charge de désactualisation des provisions pour opérations de fin de cycle, nette de la désactualisation des actifs de démantèlement pour la part financée par des tiers.
- Le poste "amortissement des écarts d'acquisition" est supprimé en application de la norme IFRS 3 qui prescrit de ne pas amortir les écarts d'acquisition, mais de procéder à des tests de pertes de valeur. Les pertes de valeur résultant de ces tests sont portées, le cas échéant, parmi les éléments non courants du résultat opérationnel.

  Conformément à la norme IAS 36, AREVA réalise des tests de perte de valeur sur les unités génératrices de trésorerie (UGT) auxquelles des écarts d'acquisition sont affectés. Les UGT correspondent aux Business Units (BU), à l'exception de la Business Unit *Mines* qui est scindée entre une UGT "Or" et une UGT "Uranium" par zone géographique. Ces tests sont effectués en appliquant la méthodologie préconisée par la norme IAS 36 : la valeur recouvrable d'une UGT est la plus élevée de : (a) sa valeur de réalisation nette, ou (b) : sa valeur d'utilité, évaluée suivant la méthode des cash-flows prévisionnels actualisés.

Les reclassements affectant la présentation du compte de résultat de l'exercice 2004 sont présentés dans le tableau ci-après :

Compte de résultat 2004 reclassé au format IFRS

Les nouvelles rubriques du bilan au format IFRS apparaissent en caractères italiques

(en millions d'euros)	Compte de résultat 2004 en normes françaises publié	Reclassements au format IFRS	Compte de résultat 2004 en normes françaises reclassé au format IFRS	Notes explicatives des reclassements
Chiffre d'affaires	**11 109**	**0**	**11 109**	
Autres produits de l'activité	0	8	8	(1)
Coût des produits et services vendus	(8 347)	(8)	(8 355)	(1)
Marge brute	**2 762**	**0**	**2 762**	
Frais de recherche et développement	(402)	0	(402)	
Frais commerciaux	(602)	0	(602)	
Frais généraux et administratifs	(787)	0	(787)	
Autres charges et produits opérationnels	(358)	126	(232)	(2)(6)
Résultat opérationnel courant	**613**	**126**	**739**	
Coût des restructurations et CATS-CASA	0	(68)	(68)	(2)(4)
Autres charges et produits non courants	0	29	29	(3)(4)(5)
Résultat opérationnel	**613**	**87**	**700**	
Produits de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	48	0	48	
Coût de l'endettement financier brut	(30)	0	(30)	
Coût de l'endettement financier net	**18**	**0**	**18**	
Autres charges et produit financiers	99	(66)	33	(6)(8)
Résultat financier	**117**	**(66)**	**51**	
Résultat exceptionnel	46	(46)	0	(3)
Impôt sur les résultats	**(209)**	**11**	**(198)**	(3)
Résultat net des entreprises intégrées	**567**	**(14)**	**553**	
Quote-part dans les résultats des sociétés mises en équivalence	131	(3)	128	(3)
Amortissement des écarts d'acquisition	(152)	17	(135)	(7)(8)
Résultat net de l'ensemble consolidé	**546**	**0**	**546**	
Intérêts minoritaires	(118)	0	(118)	
Résultat net part du groupe	**428**	**0**	**428**	

(1) Reclassement des produits de redevances et autres produits de la rubrique "Coût des produits et services rendus" vers une nouvelle rubrique : "Autres produits de l'activité" : 8 millions d'euros.

(2) Reclassement du coût des restructurations et CATS-CASA de la rubrique "Autres charges et produits opérationnels" vers une nouvelle rubrique spécifique faisant partie des éléments opérationnels non courants : 68 millions d'euros.

(3) Reclassement du résultat exceptionnel vers : le résultat opérationnel (38 millions d'euros), l'impôt (11 millions d'euros) et la quote-part de résultat des sociétés MEE (- 3 millions d'euros).

(4) Nouvelles rubriques composant les "Éléments opérationnels non courants".

(5) Les autres charges et produits non courants comprennent : pertes et gains sur cessions d'actifs immobilisés corporels et incorporels, dépréciation des actifs corporels et incorporels, résultats sur déconsolidations et autres variations de périmètre.

(6) Reclassement de la charge de désactualisation des provisions pour retraites du résultat opérationnel en résultat financier : 58 millions d'euros

(7) Reclassement de l'amortissement d'un écart d'acquisition correspondant à une perte de valeur : 9 millions d'euros.

(8) Reclassement en résultat financier de l'amortissement d'un écart d'acquisition affecté à des VMP cédées en 2004 : 8 millions d'euros.

Note 38. Incidences de la première application des normes IFRS sur le bilan au 1er janvier 2004 et au 31 décembre 2004 et sur le compte de résultat de l'exercice 2004

Principaux impacts de la première application des normes IFRS

Provisions pour opérations de fin de cycle et actifs de fin de cycle

Rappel de la pratique comptable antérieure appliquée par AREVA (règlement CRC 2000-06)

- Les coûts prévisionnels des opérations de fin de cycle relatives à une installation sont provisionnés en totalité dès sa mise en service ;
- Un montant équivalent est comptabilisé à l'actif dans la rubrique "actifs de fin de cycle", qui comprend deux composantes :
  - la quote-part AREVA (comptabilisée dans la rubrique "actifs de fin de cycle – part propre"), amortie sur la durée d'utilisation de l'installation. La charge annuelle d'amortissement est comptabilisée en résultat opérationnel dans la rubrique "autres charges et produits opérationnels" ;
  - la quote-part financée par les tiers (comptabilisée dans la rubrique "actifs de fin de cycle – part des tiers"), qui représente une créance future évaluée sur la base d'une clé de répartition du financement des obligations entre AREVA et les tiers concernés.
- Les provisions pour opérations de fin de cycle et les actifs de fin de cycle ne sont pas actualisés, mais sont augmentés annuellement de l'inflation des coûts.

Application des normes IFRS (normes IAS 37 et IAS 16 et interprétation IFRIC 1)

- Les provisions pour opérations de fin de cycle sont actualisées en appliquant aux flux de trésorerie prévisionnels positionnés par échéance un taux d'inflation et un taux d'actualisation déterminés à partir des paramètres économiques du pays dans lequel est située l'installation concernée.

  Pour les installations situées en France, AREVA a retenu un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %, soit un taux réel de 3 %.
  - le taux d'inflation de 2 % correspond aux anticipations du marché et aux objectifs à long terme de la Banque centrale européenne ;
  - le taux réel de 3 % correspond à la moyenne mobile pluriannuelle des OAT indexées sur l'inflation interpolée à l'horizon de la duration moyenne des dépenses de fin de cycle augmentée d'une marge de crédit.
- Les flux de trésorerie relatifs au démantèlement des unités UP2-800 et UP3 de La Hague sont positionnés entre les années 2040 et 2060, ce qui intègre une hypothèse d'exploitation de ces installations à l'horizon 2025.

  Une prime de risque de 3 % a été affectée à la fraction de la provision relative au stockage des déchets à durée de vie longue, ce qui ramène son taux réel d'actualisation à 0 %.

  Le niveau de provision inscrit dans les comptes permet de couvrir la valeur actualisée de l'hypothèse de coût la plus élevée du stockage profond applicable en France.
- La quote-part des actifs de fin de cycle correspondant au financement attendu de tiers est actualisée de manière strictement identique aux provisions correspondantes.

  La quote-part des actifs de fin de cycle à la charge du groupe AREVA au 1er janvier 2004 été évaluée en appliquant l'exemption autorisée par l'interprétation IFRIC 1 : les flux de trésorerie prévisionnels ont été inflatés au taux de 2 % et actualisés au taux de 5 %, en arrière jusqu'à la date de mise en service des installations concernées. La valeur ainsi calculée a été amortie depuis cette date jusqu'au 1er janvier 2004, au prorata de la durée d'utilisation estimée à cette date.
- La provision pour opérations de fin de cycle de l'usine de Marcoule et les actifs correspondants, qui ont fait l'objet en décembre 2004 d'un accord sur le paiement d'une soulte libératoire au CEA, n'ont pas été actualisés pour la préparation du bilan au 1er janvier 2004 retraité en normes IFRS.

Impacts sur les bilans au 1er janvier 2004 et au 31 décembre 2004

Les impacts sur les actifs de fin de cycle et les provisions pour opérations de fin de cycle sont les suivants :

	Actifs de fin de cycle*			Provisions pour opérations de fin de cycle		
au 1er janvier 2004 *(en millions d'euros)*	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Écart	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Écart
Part des tiers	4 491	2 115	(2 376)	4 491	2 115	(2 376)
Part propre	1 118	171	(947)	3 880	2 215	(1 665)
Total	**5 609**	**2 286**	**(3 323)**	**8 371**	**4 330**	**(4 041)**

** Hors actifs et passifs concernant Marcoule, classés en actifs et passifs courants.*

Les provisions pour opérations de fin de cycle sont minorées de 4 041 millions d'euros, et les actifs de fin de cycle sont minorés de 3 323 millions d'euros.

L'impact net de l'actualisation des actifs de fin de cycle et des provisions pour opérations de fin de cycle est donc positif de 718 millions d'euros sur les capitaux propres consolidés d'AREVA avant impôts au 1er janvier 2004.

Note 38. Incidences de la première application des normes IFRS sur le bilan au 1er janvier 2004 et au 31 décembre 2004 et sur le compte de résultat de l'exercice 2004

	Actifs de fin de cycle et créance CEA*			Provisions pour opérations de fin de cycle		
au 31 décembre 2004 *(en millions d'euros)*	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Écart	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Écart
Part des tiers	4 312	2 015	(2 297)	4 312	2 015	(2 297)
Part propre	1 060	162	(898)	3 946	2 317	(1 629)
Créance CEA**	128	110	(18)	-	-	-
Total	**5 500**	**2 287**	**(3 213)**	**8 258**	**4 332**	**(3 926)**

** Hors actifs et passifs concernant Marcoule, classés en actifs et passifs courants.*

*** Créance résultant des accords passés avec le CEA en 2004 sur le démantèlement de Cadarache et d'un atelier de La Hague.*

Les provisions pour opérations de fin de cycle sont minorées de 3 926 millions d'euros, et les actifs de fin de cycle sont minorés de 3 213 millions d'euros.

L'impact net de l'actualisation des actifs de fin de cycle et des provisions pour opérations de fin de cycle est donc positif de 713 millions d'euros sur les capitaux propres consolidés d'AREVA avant impôts au 31 décembre 2004.

Impacts sur le compte de résultat de l'exercice 2004

Impact sur le résultat opérationnel

La minoration de la quote-part d'AREVA dans les actifs de fin de cycle (part propre) a pour conséquence une réduction importante de la charge annuelle d'amortissement de ces actifs, ce qui se traduit par une amélioration du résultat opérationnel en référentiel IFRS d'un montant de 68 millions d'euros pour l'exercice 2004. Cette amélioration du ROP en IFRS a un caractère récurrent.

Impact sur le résultat financier

La désactualisation des provisions pour opérations de fin de cycle et de la quote-part des tiers dans les actifs de fin de cycle (part des tiers) est comptabilisée en "autres charges et produits financiers", ce qui se traduit par une détérioration du résultat financier en référentiel IFRS d'un montant de 69 millions d'euros pour l'exercice 2004. Cette dégradation du résultat financier en IFRS a un caractère récurrent, le montant indiqué ci-dessus devant s'accroître de 5 % par an à base et taux d'actualisation constants.

Il convient de signaler que la proximité des montants impactant en 2004 le résultat opérationnel (+ 68 millions d'euros) et le résultat financier (- 69 millions d'euros) résulte d'une simple coïncidence de chiffres et non d'un reclassement entre les deux rubriques du compte de résultat.

Avantages du personnel

Rappel de la pratique comptable antérieure appliquée par AREVA (recommandation 2003-R.01 du CNC)

Le Groupe comptabilise la totalité du montant de ses engagements en matières de retraites, préretraites, indemnités de départs, couverture médicale, médailles du travail, prévoyance et autres engagements assimilés, tant pour le personnel actif que pour le personnel retraité, selon la recommandation n° 2003-R.01 du 1er avril 2003 du Conseil national de la comptabilité relative aux règles de comptabilisation et d'évaluation des engagements de retraite et avantages similaires.

Pour les régimes à cotisations définies, les paiements du Groupe sont constatés en charges de la période à laquelle ils sont liés.

Pour les régimes à prestations définies, les coûts des prestations sont estimés en utilisant la méthode des unités de crédit projetées. Selon cette méthode, les droits à prestation sont affectés aux périodes de service en fonction de la formule d'acquisition des droits du régime. Si les services rendus au cours d'exercices ultérieurs aboutissent à un niveau de droits à prestations supérieur de façon significative à celui des exercices antérieurs, l'entreprise doit affecter les droits à prestations sur une base linéaire.

Le montant des paiements futurs correspondant aux avantages accordés aux salariés est évalué sur la base d'hypothèses d'évolution des salaires, d'âge de départ, de mortalité, puis ramenés à leur valeur actuelle sur la base des taux d'intérêt des obligations à long terme des émetteurs de première catégorie.

Les écarts actuariels postérieurs au 1er janvier 2001 sont étalés, en application de la méthode dite du "corridor", sur la durée de vie active résiduelle moyenne attendue du personnel participant à ces régimes, pour la partie excédant de plus de 10 % la plus grande des valeurs suivantes :

- valeur actualisée de l'obligation à la date de clôture au titre des prestations définies à la date de clôture,
- juste valeur des actifs du régime à la date de clôture.

Les coûts des modifications de régime sont étalés sur la période d'acquisition des droits.

Application des normes IFRS (norme IAS 19 et exemption prévue par la norme IFRS 1)

La pratique comptable antérieure pratiquée par AREVA est conforme à la norme IAS 19.

Cependant, comme mentionné prédédemment, AREVA a décidé d'appliquer l'exemption prévue par la norme IFRS 1 dans le cadre de la première adoption des normes IFRS, et a opté pour la reconnaissance par capitaux propres au 1er janvier 2004 de la totalité des différences existant à cette date entre les passifs et les actifs de préfinancement liés aux différents régimes d'avantages sociaux du

Groupe, à l'exception du coût des services passés ne correspondant pas à des droits acquis par les bénéficiaires.

D'autre part, AREVA maintient la méthode actuelle du "corridor" pour les pertes et gains résultant de changements d'hypothèses postérieurs au 1er janvier 2004 sur ses engagements de retraite et avantages similaires.

Impacts sur les bilans au 1er janvier 2004 et au 31 décembre 2004

- Au 1er janvier 2004, la reconnaissance des écarts actuariels se traduit par :
  - une augmentation de la provision pour avantages du personnel de 190 millions d'euros, et
  - une minoration des actifs du régime de pension de 25 millions d'euros,

  soit un impact total négatif de 215 millions d'euros sur les capitaux propres consolidés d'AREVA avant impôts au 1er janvier 2004.
- Au 31 décembre 2004, le bilan retraité en normes IFRS fait apparaître :
  - une augmentation de la provision pour avantages du personnel de 179 millions d'euros, et
  - une minoration des actifs du régime de pension de 22 millions d'euros,

  soit un impact total négatif de 201 millions d'euros sur les capitaux propres consolidés d'AREVA avant impôts au 31 décembre 2004.

Impacts sur le compte de résultat de l'exercice 2004

Ces impacts sont de deux natures différentes :

- L'amortissement des écarts actuariels antérieurs au 1er janvier 2004 devient sans objet en normes IFRS dans la mesure où ces écarts actuariels sont comptabilisés dans le bilan au 1er janvier 2004 ; cela se traduit par une amélioration du résultat opérationnel en référentiel IFRS d'un montant de 8 millions d'euros pour l'exercice 2004. Cette amélioration du ROP en IFRS a un caractère récurrent.
- La désactualisation de la provision pour avantages du personnel, nette du rendement des actifs de couverture, est présentée en référentiel IFRS dans la rubrique "autres charges et produits financiers", ce qui se traduit par une amélioration du résultat opérationnel et une dégradation du résultat financier en IFRS de montants nécessairement identiques, puisqu'il s'agit d'un reclassement entre les deux rubriques du compte de résultat.

  Pour l'exercice 2004, l'amélioration du résultat opérationnel et la dégradation du résultat financier en référentiel IFRS du fait de ce reclassement se montent à 58 millions d'euros. Ce reclassement a un caractère récurrent, son montant pouvant cependant varier d'un exercice à l'autre en fonction notamment de l'évolution du rendement des actifs de couverture et des taux d'actualisation utilisés.

Évaluation et amortissement des écarts d'acquisition

Rappel de la pratique comptable antérieure appliquée par AREVA (règlement CRC 1999-02)

Coûts de restructuration de l'entreprise acquise

Selon le référentiel antérieur, les coûts de restructuration supportés par l'entreprise acquise pendant une période de 12 mois à partir de la date d'acquisition sont, sous certaines conditions, considérés comme un complément du coût d'acquisition ; de ce fait, ils n'impactent pas le compte de résultat consolidé de l'acquéreur mais augmentent le montant de l'écart d'acquisition.

Amortissement des écarts d'acquisition

Les écarts d'acquisition sont amortis sur une durée qui est fonction de la nature de l'activité de l'entreprise acquise, mais n'excédant pas 20 années. Les écarts d'acquisition négatifs sont repris en résultat sur une durée maximale de 5 ans.

Application des normes IFRS (norme IFRS 3 et exemption prévue par la norme IFRS 1)

Non retraitement des regroupements d'entreprise antérieurs au 1er janvier 2004

Comme mentionné ci-avant, AREVA applique les dispositions de la norme IFRS 3 à compter du 1er janvier 2004, et n'a, par conséquent, pas retraité les regroupements d'entreprises antérieurs à cette date.

Coût de restructuration de l'entreprise acquise

La norme IFRS 3 interdit de considérer les coûts de restructuration de l'entreprise acquise comme un complément du coût d'acquisition, à la seule exception des coûts répondant à la date de l'acquisition aux critères de constitution de provisions pour restructurations fixés par la norme IAS 37.

Les autres coûts de restructuration de l'entreprise acquise sont comptabilisés dans le compte de résultat opérationnel, conformément aux critères de la norme IAS 37.

Passifs éventuels

La norme IFRS 3 impose de comptabiliser des provisions au titre des passifs éventuels de l'entreprise acquise en contrepartie d'une augmentation de l'écart d'acquisition. Il s'agit de passifs ne répondant pas aux critères habituels de constitution des provisions fixés par la norme IAS 37.

Amortissement des écarts d'acquisition

La norme IFRS 3 supprime l'amortissement récurrent des écarts d'acquisition ; elle impose aux entreprises de procéder à des tests de perte de valeur systématiques annuels des unités génératrices de trésorerie auxquelles les écarts d'acquisition sont affectés, conformément à la méthodologie prescrite par la norme IAS 36.

Les pertes de valeur des écarts d'acquisition résultant de ces tests sont comptabilisées au compte de résultat et ont un caractère irréversible.

Par ailleurs, les écarts d'acquisition négatifs sont comptabilisés comme un profit au compte de résultat de l'exercice au cours duquel l'acquisition a eu lieu, sans étalement.

Intangibilité de l'écart d'acquisition

L'acquéreur dispose d'une période de 12 mois après la date d'acquisition pour finaliser l'évaluation des actifs et passifs acquis et déterminer le montant de l'écart d'acquisition (sous réserve d'ajustements postérieurs du prix d'acquisition).

Le montant de l'écart d'acquisition est intangible au-delà de cette période de 12 mois. Une exception est cependant prévue par la norme IFRS 3 : si l'avantage potentiel des reports de pertes fiscales ou d'autres actifs d'impôt différé ne satisfaisait pas aux critères requis pour une comptabilisation séparée à la date d'acquisition, mais y satisfait par la suite, la valeur comptable du goodwill doit être réduite au montant qui aurait été comptabilisé si l'actif d'impôt différé avait été comptabilisé à la date d'acquisition. La réduction de la valeur du goodwill est comptabilisée comme une charge.

Impacts sur le bilan au 1er janvier 2004

Les écarts d'acquisition négatifs sont annulés : il en résulte un impact positif de 5 millions d'euros sur les capitaux propres consolidés au 1er janvier 2004.

Par ailleurs, pour des raisons pratiques liées à la complexité des tests de perte de valeur, AREVA a décidé d'annuler les écarts d'acquisition positifs de faible montant ; il en résulte un impact négatif de 22 millions d'euros sur les capitaux propres consolidés au 1er janvier 2004.

Impacts sur l'évaluation de l'écart d'acquisition de AREVA – Transmission & Distribution (T&D)

Coûts de restructuration

Les coûts de restructuration encourus ou provisionnés par AREVA T&D au 31 décembre 2004 s'élèvent à 142 millions d'euros. Comme indiqué ci-dessus, ces coûts sont traités en référentiel français comme une composante du prix d'acquisition, et augmentent donc le montant de l'écart d'acquisition à concurrence de leur montant net des impôts différés correspondants, soit 87 millions d'euros.

En référentiel IFRS, l'affectation des coûts de restructuration de l'entité acquise en écart d'acquisition est interdite. Il en résulte que l'écart d'acquisition de AREVA T&D est minoré de 87 millions d'euros en référentiel IFRS.

En contrepartie, le résultat opérationnel de l'exercice 2004 en IFRS est dégradé de 142 millions d'euros, et la charge d'impôt est minorée de 55 millions d'euros. L'effet sur le résultat net de l'exercice 2004 en IFRS est donc négatif de 87 millions d'euros.

Passifs éventuels

Des provisions pour passifs éventuels ont été reconnues dans le bilan d'acquisition de AREVA T&D pour un montant de 16 millions d'euros. Il s'agit notamment de passifs éventuels relatifs à des garanties clients et à des coûts de dépollution de sites industriels.

En contrepartie, l'écart d'acquisition est augmenté de ce montant sous déduction de l'impôt différé correspondant, soit un impact net de 11 millions d'euros en augmentation de l'écart d'acquisition.

Synthèse des impacts sur l'écart d'acquisition de AREVA T&D

L'écart d'acquisition relatif à AREVA T&D est réduit de 76 millions d'euros (avant incidence de l'amortissement 2004) en référentiel IFRS :

(en millions d'euros)	
Coûts de restructuration 2004	(142)
Impôt différé correspondant	55
Passifs éventuels	16
Impôt différé correspondant	(5)
Impact net	**(76)**

Impacts sur le compte de résultat de l'exercice 2004

Amortissement des écarts d'acquisition

En référentiel français, la charge d'amortissement de l'exercice 2004 s'élève à 152 millions d'euros, dont :

- 8 millions d'euros correspondent à des pertes de valeur relatives à des activités issues d'une présente acquisition.

  En référentiel IFRS, ces pertes de valeur sont reclassées en charges opérationnelles, ce qui se traduit par une dégradation du résultat opérationnel en IFRS de 8 millions d'euros. Il s'agit d'un impact ponctuel, non récurrent.

- 9 millions d'euros correspondent à une annulation de l'écart d'acquisition AREVA relatif à des titres Total cédés en 2004.

  En référentiel IFRS, cette charge est reclassée dans la rubrique "autres charges et produits financiers", ce qui se traduit par une dégradation du résultat financier de 9 millions d'euros. Il s'agit d'un impact non récurrent compte tenu de l'application de la norme IAS 39 à partir du 1er janvier 2005.

- 135 millions d'euros représentent la charge récurrente d'amortissement des écarts d'acquisition du groupe AREVA. Comme précédemment indiqué, les écarts d'acquisition ne sont pas amortis en référentiel IFRS. Cette charge d'amortissement est donc annulée, ce qui se traduit par une amélioration de 135 millions d'euros du résultat net 2004 en IFRS. Il s'agit d'un impact récurrent.

- Conformément aux prescriptions de la norme IFRS 3, AREVA a procédé à des tests de perte de valeur sur toutes les unités génératrices de trésorerie auxquelles des écarts d'acquisition sont affectés. Ces tests ont été effectués en conformité avec la méthodologie de la norme IAS 36 "Dépréciation des actifs". Aucune perte de valeur n'a été comptabilisée au 31 décembre 2004 à la suite de ces tests.

Coûts de restructuration de AREVA T&D

Comme mentionné dans le paragraphe précédent, l'affectation des coûts de restructuration de l'entité acquise en écart d'acquisition est interdite en référentiel IFRS. De ce fait, le résultat opérationnel de l'exercice 2004 en IFRS est dégradé de 142 millions d'euros, et la charge d'impôt est minorée de 55 millions d'euros. L'effet sur le résultat net de l'exercice 2004 en IFRS est donc négatif de 87 millions d'euros.

Impôt différé

Un impôt différé actif non constitué lors d'une acquisition antérieure a été comptabilisé en résultat dans les comptes établis en référentiel français au 31 décembre 2004 pour un montant de 22 millions d'euros en minoration de la charge d'impôt de l'exercice.

En référentiel IFRS, l'écart d'acquisition correspondant est annulé pour un montant équivalent, ce qui se traduit par une augmentation de la charge d'impôt 2004 en IFRS de 22 millions d'euros. Il s'agit d'un impact ponctuel, non récurrent.

Consolidation des entités "ad hoc"

Rappel de la pratique comptable antérieure appliquée par AREVA (règlement CRC 1999-02 et Loi sur la Sécurité Financière)

Jusqu'au 31 décembre 2003 inclus, le référentiel français ne permettait pas la consolidation des entités "ad hoc" dans laquelle la société consolidante ne détenait aucune part ou action.

La consolidation de ces entités est devenue obligatoire dans les comptes consolidés établis selon les principes comptables français à partir du 1er janvier 2004 en application de la Loi sur la Sécurité Financière. De ce fait, la société d'investissement Lilly, détentrice des TSDI (titres subordonnés à durée indéterminée) et du dépôt de garantie lié, est consolidée dans les comptes d'AREVA établis en principes comptables français au 31 décembre 2004. Cette consolidation a pour effet d'éliminer du bilan consolidé le montant du TSDI (215 millions d'euros) auparavant classé en "autres fonds propres" et le montant du dépôt de garantie (180 millions d'euros) auparavant classé en "autres immobilisations financières", le solde net au 1er janvier 2004, soit 36 millions d'euros, étant reclassé en dettes financières.

Application des normes IFRS (norme IAS 27 et interprétation SIC 12)

La norme IAS 27 et l'interprétation SIC 12 imposent la consolidation des entités "ad hoc". Cette norme et cette interprétation sont applicables au 1er janvier 2004.

Impact sur le bilan au 1er janvier 2004

En référentiel IFRS, Lilly est consolidée dans le bilan au 1er janvier 2004 ;

La consolidation de Lilly au 1er janvier 2004 n'a cependant aucune incidence sur les capitaux propres consolidés d'AREVA à cette date. Elle se traduit par une réduction de montant identique (180 millions d'euros) des postes "Autres actifs financiers non courants " et "Dettes financières non courantes".

L'application de la norme IAS 27 et de l'interprétation SIC 12 n'a également aucun impact sur le compte de résultat de l'exercice 2004, ni sur le bilan au 31 décembre 2004 puisque Lilly est consolidée en référentiel français à cette date.

Comptabilisation des stocks et des engagements relatifs à l'activité de négoce d'uranium

Rappel de la pratique comptable antérieure appliquée par AREVA

Les stocks de l'activité de négoce d'uranium sont évalués à leur coût d'acquisition, selon la méthode du coût moyen pondéré.

Les pertes latentes sur les engagements contractuels envers les clients et les fournisseurs de cette activité sont provisionnées ; les profits latents ne sont pas comptabilisés.

Application des normes IFRS (norme IAS 2)

Dans l'attente de l'application de la norme IAS 39 qui modifie la comptabilisation des engagements contractuels envers les clients et les fournisseurs de l'activité de négoce d'uranium à partir du 1er janvier 2005, AREVA a retenu les options suivantes pour les états financiers au 1er janvier et au 31 décembre 2004 retraités en référentiel IFRS :

- évaluation des stocks d'uranium de l'activité de négoce au cours "spot" de la date d'arrêté, dans la limite de la valeur de réalisation probable résultant des engagements contractuels souscrits ;
- annulation des provisions constituées en référentiel français au 31 décembre 2004, dans la mesure où le solde net des pertes et des profits latents est positif.

Impact sur les états financiers 2004

- Au 1er janvier 2004 : réévaluation des stocks d'uranium de 9 millions d'euros (effet positif sur les capitaux propres consolidés à cette date).
- Au 31 décembre 2004 : réévaluation des stocks d'uranium de 11 millions d'euros, et annulation de provisions pour pertes latentes pour 3 millions d'euros.
- Sur le compte de résultat 2004 : amélioration du résultat opérationnel 2004 de 5 millions d'euros. Cet impact a un caractère récurrent, mais son montant est susceptible de varier de manière importante d'une année à l'autre, et peut également s'inverser.

Impôts différés

Rappel de la pratique comptable antérieure appliquée par AREVA

Les impôts différés sont déterminés pour chaque entité fiscale sur la base des différences entre les valeurs consolidées et les valeurs fiscales des éléments d'actif et de passif et selon la méthode du report variable.

Les différences temporaires imposables nettes entraînent la comptabilisation d'impôts différés passifs. Les différences temporaires déductibles nettes, les déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés entraînent la comptabilisation d'impôts différés actifs à hauteur des montants dont la récupération future est probable. Les actifs d'impôt font l'objet d'une analyse au cas par cas, en fonction des prévisions de résultat à moyen terme, sur un horizon de 3 à 5 ans.

Application des normes IFRS (norme IAS 12)

L'application de la norme IAS 12 n'entraîne pas d'incidences significatives sur l'évaluation et la comptabilisation des impôts différés du groupe AREVA, à l'exception de l'élément suivant :

- AREVA ne comptabilise pas de dette d'impôt différé dans ses comptes établis en référentiel français au titre des différences temporaires relatives aux TSDI, dans la mesure où la perspective de renversement de ces différences temporaires est très éloignée dans le temps voire improbable, les TSDI étant juridiquement perpétuels.
- En référentiel IFRS, un impôt différé doit être reconnu sur la totalité des différences temporaires imposables, et les dettes et créances d'impôt différé ne peuvent pas être actualisées.
- Les impacts sur les comptes consolidés d'AREVA retraités en référentiel IFRS sont les suivants :
  - au 1er janvier 2004 : reconnaissance d'une dette d'impôt différé de 22 millions d'euros (impact négatif sur les capitaux propres à cette date) ;
  - au 31 décembre 2004 : cette dette d'impôt différé est portée à 30 millions d'euros ;
  - sur le compte de résultat de l'exercice 2004 : la charge d'impôt est augmentée de 8 millions d'euros. AREVA prévoit un impact de l'ordre de 4 millions d'euros par an jusqu'en 2007.

Incidences de l'application des autres normes IFRS sur les impôts différés

Les ajustements IFRS les plus importants concernant l'impôt correspondent à la comptabilisation d'impôts différés sur tous les ajustements IFRS ayant créé des différences temporaires entre la base comptable et la valeur taxable des actifs et des passifs, notamment ceux relatifs aux opérations de fin de cycle et aux avantages du personnel.

Impacts sur le bilan au 1er janvier 2004

Ces ajustements se traduisent par une augmentation de la dette nette d'impôt différé de 225 millions d'euros au 1er janvier 2004 (augmentation du passif de 137 millions d'euros, minoration de l'actif de 88 millions d'euros).

Le taux d'impôt apparent très élevé obtenu en rapportant ce montant de 225 millions d'euros aux bases correspondantes, qui s'élèvent à environ 500 millions d'euros, s'explique par le fait que certaines filiales ayant des ajustements IFRS négatifs sur leurs capitaux propres ne reconnaissent pas un actif d'impôt différé à taux plein :

- soit parce qu'elles sont en situation de report déficitaire,
- soit parce qu'elles sont soumises à un taux d'impôt réduit (cas d'Eurodif).

En incluant l'ajustement relatif aux TSDI, les impôts différés ont un impact négatif de 247 millions d'euros sur les capitaux propres consolidés d'AREVA au 1er janvier 2004 en IFRS.

Impacts sur le bilan au 31 décembre 2004

Après prise en compte des opérations de l'exercice 2004, des retraitements liés à l'acquisition d'AREVA T&D et de l'annulation du produit d'impôt relatif à une reprise de provision imputée sur un écart d'acquisition (voir ci-avant), l'impact négatif des impôts différés sur les capitaux propres consolidés d'AREVA s'élève à 234 millions d'euros au 31 décembre 2004.

Impacts sur le compte de résultat 2004

En incluant l'effet de l'ajustement relatif aux TSDI et des retraitements rappelés ci-dessus, la charge d'impôts différés de l'exercice 2004 est minorée de 39 millions d'euros en référentiel IFRS. Cet impact n'a pas de caractère récurrent.

Note 38. Incidences de la première application des normes IFRS sur le bilan au 1er janvier 2004 et au 31 décembre 2004 et sur le compte de résultat de l'exercice 2004

Bilan au 1er janvier 2004 retraité en IFRS

ACTIF *(en millions d'euros)*	Bilan au 31 décembre 2003 en normes françaises reclassé au format IFRS	Retraitements IFRS - Document de référence 2004	Bilan au 1er janvier 2004 retraité IFRS - Document de référence 2004	Reclassements et retraitements IFRS complémentaires (A)	Bilan au 1er janvier 2004 retraité IFRS - définitif
Actifs non courants	**15 465**	**(3 636)**	**11 829**	**0**	**11 829**
Goodwills sur entreprises intégrées	1 174	(22)	1 152	0	1 152
Immobilisations incorporelles	469	0	469	0	469
Immobilisations corporelles	4 565	(946)	3 619	0	3 619
dont : actifs de fin de cycle (part propre)	*1 118*	*(947)*	*171*	*0*	*171*
Actifs de fin de cycle (part des tiers)	4 491	(2 376)	2 115	0	2 115
Actifs de couverture des opérations de fin de cycle	2 234	0	2 234	0	2 234
Titres des sociétés associées mises en équivalence (1)	1 596	1	1 597	0	1 597
Autres actifs financiers non courants (2)	601	(180)	421	0	421
Actifs du régime de pension	42	(25)	17	0	17
Actifs d'impôts différés	293	(88)	205	0	205
Actifs courants	**10 726**	**6**	**10 732**	**0**	**10 732**
Actifs de fin de cycle Marcoule (3)	3 500	0	3 500	0	3 500
Stocks et en-cours	1 619	8	1 627	0	1 627
Clients et comptes rattachés	2 234	0	2 234	0	2 234
Autres créances opérationnelles	782	(2)	780	(45)	735
Impôts courants - actif	133	0	133	0	133
Autres créances non opérationnelles	0	0	0	45	45
Trésorerie et équivalents de trésorerie (4)	1 367	0	1 367	0	1 367
Autres actifs financiers courants (5)	1 091	0	1 091	0	1 091
Total actif	**26 191**	**(3 630)**	**22 561**	**0**	**22 561**

(1) Y compris goodwills relatifs aux titres des sociétés associées mises en équivalence.

(2) Titres immobilisés de l'activité de portefeuille et partie à plus d'un an des prêts et créances financières.

(3) Actifs et passifs liés aux opérations de démantèlement de Marcoule ayant fait l'objet d'un accord avec le CEA.

(4) Liquidités et valeurs mobilières de placement sans risque à moins de 3 mois à l'origine.

(5) Dont : autres valeurs mobilières de placement et partie à un an ou moins d'un an des prêts et créances financières.

(A) Reclassement entre créances opérationnelles et créances non opérationnelles.

Bilan au 1er janvier 2004 retraité en IFRS (suite)

PASSIF *(en millions d'euros)*	Bilan au 31 décembre 2003 en normes françaises reclassé au format IFRS	Retraitements IFRS - Document de référence 2004	Bilan au 1er janvier 2004 retraité IFRS - Document de référence 2004	Reclassements et retraitements IFRS complémentaires (B)	Bilan au 1er janvier 2004 retraité IFRS - définitif
Capitaux propres et intérêts minoritaires	**5 072**	**244**	**5 316**	**0**	**5 316**
Capital	1 347	0	1 347	0	1 347
Primes et réserves consolidées (6)	2 803	295	3 098	(37)	3 061
Réserves de conversion	(37)	0	(37)	37	0
Résultat net de l'exercice - part du Groupe	0	0	0	0	0
Intérêts minoritaires	959	(51)	908	0	908
Passifs non courants	**10 159**	**(3 868)**	**6 291**	**0**	**6 291**
Avantages du personnel	609	190	799	0	799
Provisions pour obligations de fin de cycle	8 371	(4 041)	4 330	0	4 330
Autres provisions non courantes (7)	69	4	73	0	73
Dettes financières non courantes (8)	851	(180)	671	0	671
Passifs d'impôts différés	259	159	418	0	418
Passifs courants	**10 960**	**(6)**	**10 954**	**0**	**10 954**
Provision pour obligations de fin de cycle Marcoule (3)	3 945	0	3 945	0	3 945
Autres provisions courantes	993	(3)	990	0	990
Écarts d'acquisition passifs	5	(5)	0	0	0
Dettes financières courantes (9)	164	0	164	0	164
Avances et acomptes	3 615	0	3 615	0	3 615
Fournisseurs et comptes rattachés	1 009	0	1 009	0	1 009
Autres dettes opérationnelles	1 158	2	1 160	0	1 160
Impôts courants - passif	71	0	71	0	71
Autres dettes non opérationnelles	0	0	0	0	0
Total passif	**26 191**	**(3 630)**	**22 561**	**0**	**22 561**

(3) Actifs et passifs liés aux opérations de démantèlement de Marcoule ayant fait l'objet d'un accord avec le CEA.

(6) Y compris le résultat net 2003 part du Groupe.

(7) Provisions pour reconstitution des sites miniers, assainissement des équipements, dépollution des sites industriels.

(8) Partie à plus d'un an des dettes financières.

(9) Concours bancaires courants et partie à un an ou moins d'un an des dettes financières.

(B) Les retraitements complémentaires concernent : la "mise à zéro" des réserves de conversion au 1er janvier 2004 et leur reclassement en réserves consolidées, en application de l'option autorisée par la norme IFRS 1.

Note 38. Incidences de la première application des normes IFRS sur le bilan au 1er janvier 2004 et au 31 décembre 2004 et sur le compte de résultat de l'exercice 2004

Bilan au 31 décembre 2004 retraité en IFRS

ACTIF *(en millions d'euros)*	Bilan au 31 décembre 2004 en normes françaises reclassé au format IFRS	Retraitements IFRS - Document de référence 2004	Bilan au 31 décembre 2004 retraité IFRS - Document de référence 2004	Reclassements et retraitements IFRS complémentaires (A)	Bilan au 31 décembre 2004 retraité IFRS - définitif
Actifs non courants	**16 267**	**(3 222)**	**13 045**	**86**	**13 131**
Goodwills sur entreprises intégrées	1 656	(8)	1 648	1	1 649
Immobilisations incorporelles	596	0	596	1	597
Immobilisations corporelles	4 761	(896)	3 865	0	3 865
dont : actifs de fin de cycle (part propre)	*1 060*	*(898)*	*162*	*0*	*162*
Actifs de fin de cycle (part des tiers)	4 312	(2 297)	2 015	0	2 015
Actifs de couverture des opérations de fin de cycle	2 281	0	2 281	110	2 391
Titres des sociétés associées mises en équivalence (1)	1 314	21	1 335	(1)	1 334
Autres actifs financiers non courants (2)	823	0	823	(24)	799
Actifs du régime de pension	32	(22)	10	0	10
Actifs d'impôts différés	492	(20)	472	(1)	471
Actifs courants	**8 392**	**(7)**	**8 385**	**(89)**	**8 296**
Stocks et en-cours	2 088	10	2 098	(1)	2 097
Clients et comptes rattachés	3 288	2	3 290	0	3 290
Autres créances opérationnelles	857	(1)	856	4	860
Impôts courants - actif	116	0	116	0	116
Autres créances non opérationnelles	404	(18)	386	(116)	270
Trésorerie et équivalents de trésorerie (3)	1 054	0	1 054	0	1 054
Autres actifs financiers courants (4)	585	0	585	24	609
Total actif	**24 659**	**(3 229)**	**21 430**	**(3)**	**21 427**

(1) Y compris goodwills relatifs aux titres mis en équivalence.

(2) Titres immobilisés de l'activité de portefeuille et partie à plus d'un an des prêts et créances financières.

(3) Liquidités et valeurs mobilières de placement sans risque à moins de trois mois à l'origine.

(4) Dont : autres valeurs mobilières de placement et partie à un an ou moins d'un an des prêts et créances financières.

(A) Reclassements :
- entre créances non opérationnelles et actifs de couverture des opérations de fin de cycle (créance de 110 millions d'euros sur le CEA),
- entre actifs financiers courants et non courants.

Bilan au 31 décembre 2004 retraité en IFRS (suite)

PASSIF *(en millions d'euros)*	Bilan au 31 décembre 2004 en normes françaises reclassé au format IFRS	Retraitements IFRS - Document de référence 2004	Bilan au 31 décembre 2004 retraité IFRS - Document de référence 2004	Reclassements et retraitements IFRS complémentaires (B)	Bilan au 31 décembre 2004 retraité IFRS - définitif
Capitaux propres et intérêts minoritaires	**5 017**	**293**	**5 310**	**0**	**5 310**
Capital	1 347	0	1 347	0	1 347
Primes et réserves consolidées	2 583	298	2 881	(45)	2 836
Réserves de conversion	(117)	2	(115)	45	(70)
Résultat net de l'exercice - part du Groupe	428	23	451	0	451
Intérêts minoritaires	776	(30)	746	0	746
Passifs non courants	**10 324**	**(3 527)**	**6 797**	**(75)**	**6 722**
Avantages du personnel	853	179	1 032	(1)	1 031
Provisions pour opérations de fin de cycle	8 258	(3 926)	4 332	0	4 332
Autres provisions non courantes (5)	134	6	140	(74)	66
Dettes financières non courantes (6)	744	0	744	0	744
Passifs d'impôts différés	335	214	549	0	549
Passifs courants	**9 318**	**5**	**9 323**	**72**	**9 395**
Provisions courantes	1 238	7	1 245	78	1 323
Ecarts d'acquisition passifs	2	(2)	0	0	0
Dettes financières courantes (7)	199	0	199	0	199
Avances et acomptes	4 326	0	4 326	0	4 326
Fournisseurs et comptes rattachés	1 688	0	1 688	3	1 691
Autres dettes opérationnelles	1 430	0	1 430	(18)	1 412
Impôts courants - passif	91	0	91	0	91
Autres dettes non opérationnelles	344	0	344	9	353
Total passif	**24 659**	**(3 229)**	**21 430**	**(3)**	**21 427**

(5) Provisions pour reconstitution des sites miniers, dépollution des sites industriels.

(6) Partie à plus d'un an des dettes financières.

(7) Concours bancaires courants et partie à un an ou moins d'un an des dettes financières.

(B) Reclassement de réserves de conversion en réserves consolidées du fait de l'option de mise à zéro au 1er janvier 2004.
Reclassement de provisions non courantes en provisions courantes.

Note 38. Incidences de la première application des normes IFRS sur le bilan au 1er janvier 2004 et au 31 décembre 2004 et sur le compte de résultat de l'exercice 2004

Compte de résultat 2004 retraité en IFRS

Dans le compte de résultat 2004 en normes IFRS, l'ensemble des produits et charges de FCI (activité cédée en 2005) est reclassé dans la rubrique "Résultat net des activités cédées", conformément à la norme IFRS 5.

(en millions d'euros)	Compte de résultat 2004 en normes françaises reclassé au format IFRS	Retraitements IFRS - Document de référence 2004	Compte de résultat 2004 retraité IFRS - Document de référence 2004	Reclassements de FCI en "Résultat des activités cédées"	Reclassements complémentaires (A)	Compte de résultat 2004 retraité IFRS - définitif
Chiffre d'affaires	**11 109**	**0**	**11 109**	**(1 288)**	**0**	**9 821**
Autres produits de l'activité	8	0	8	(1)	0	7
Coût des produits et services vendus	(8 355)	(139)	(8 494)	940	76	(7 478)
Marge brute	**2 762**	**(139)**	**2 623**	**(349)**	**76**	**2 350**
Frais de recherche et développement	(402)	0	(402)	75	0	(327)
Frais commerciaux	(602)	0	(602)	102	0	(500)
Frais généraux et administratifs	(787)	0	(787)	103	0	(684)
Autres charges et produits opérationnels	(232)	221	(11)	(17)	(76)	(104)
Résultat opérationnel courant	**739**	**82**	**821**	**(86)**	**0**	**735**
Coût des restructurations et CATS-CASA	(68)	(142)	(210)	5	0	(206)
Autres charges et produits non courants	29	0	29	0	0	29
Résultat opérationnel	**700**	**(60)**	**640**	**(81)**	**0**	**558**
Produits de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	48	0	48	6	0	54
Coût de l'endettement financier brut	(30)	0	(30)	3	0	(27)
Coût de l'endettement financier net	**18**	**0**	**18**	**9**	**0**	**27**
Autres charges et produit financiers	33	(69)	(36)	6	0	(30)
Résultat financier	**51**	**(69)**	**(18)**	**15**	**0**	**(3)**
Impôt sur les résultats	**(198)**	**38**	**(160)**	**35**	**0**	**(124)**
Résultat net des entreprises intégrées	**553**	**(91)**	**462**	**(31)**	**0**	**431**
Quote part dans les résultats des sociétés associées mises en équivalence	128	0	128	0	0	128
Amortissement des écarts d'acquisition	(135)	135	0	-	-	0
Résultat net de l'ensemble consolidé	**546**	**44**	**590**	**(31)**	**0**	**559**
Intérêts minoritaires	(118)	(21)	(139)	0	0	(139)
Résultat net des activités poursuivies	**428**	**23**	**451**	**(31)**	**0**	**420**
Résultat net des activités cédées	-	-	-	31	-	31
Résutat net part du Groupe	**428**	**23**	**451**	**0**	**0**	**451**

(A) Reclassement d'éléments liés à la comptabilisation des accords relatifs au démantèlement de l'usine de Marcoule de "Autres charges et produits opérationnels" en "Coût des produits et services vendus".

Synthèse des impacts de la première application des IFRS sur les capitaux propres consolidés au 1er janvier et au 31 décembre 2004 et sur le compte de résultat de l'exercice 2004

(en millions d'euros)	Total Capitaux propres AREVA au 1er janvier 2004	Résultat opérationnel	Résultat financier	Résultat exceptionnel	Impôt	Quote-part de résultat sociétés associées	Amortissement des écarts d'acquisitions	Résultat net 2004 de l'ensemble consolidé	Bilan d'ouverture T&D	Reclassement goodwill-impôt différé	Autres mouvements	Total Capitaux propres AREVA au 31 décembre 2004
Part du Groupe publiée en normes françaises	**4 113**							**428**			**(300)**	**4 241**
Part des minoritaires publiée en normes françaises	**959**							**118**			**(301)**	**776**
Total (normes françaises)	**5 072**	**613**	**117**	**46**	**(209)**	**131**	**(152)**	**546**			**(601)**	**5 017**
Actualisation des obligations de fin de cycle	718	68	(69)					(1)			(4)	713
Avantages du personnel	(215)	66	(58)					8			6	(201)
Impôts différés	(247)				39			39	(50)	22	2	(234)
Écarts d'acquisition nets	(17)	(8)	(9)				132	115	(76)	(22)	(6)	(6)
Coûts de restructuration de T&D		(142)						(142)	142		-	
Valorisation du stock de trading d'uranium	9	2						2			-	11
Provisions autres que fin de cycle	(1)	-						-	(16)		4	(13)
Titres sociétés associées mises en équivalence	1			3		(3)	20	20			-	21
Reclassement du résultat exceptionnel en ROP	-	39		(39)				-			-	
Reclassement du résultat exceptionnel en impôt courant	-			(10)	10						-	
Autres ajustements (immobilisations, stocks, clients, charges à répartir…)	(4)	2	1					3			3	2
Impact total des retraitements IFRS (hors IAS 32 et 39)	**244**	**27**	**(135)**	**(46)**	**49**	**(3)**	**152**	**44**	**-**	**-**	**2**	**293**
dont : part Groupe	295							23				323
intérêts minoritaires	(51)							21			-	(30)
Part du Groupe retraitée en normes IFRS (hors IAS 32 et 39)	**4 408**							**451**			**(295)**	**4 564**
Part des minoritaires retraitée en normes IFRS (hors IAS 32 et 39)	**908**							**139**			**(301)**	**746**
Total (normes IFRS hors IAS 32 et 39)	**5 316**	**640**	**(18)**	**-**	**(160)**	**128**	**-**	**590**			**558**	**5 310**

NOTE 39. IMPACTS DE LA PREMIÈRE APPLICATION DES NORMES IAS 32 ET 39 SUR LE BILAN AU 1er JANVIER 2005

Le tableau ci-après montre le passage du bilan au 31 décembre 2004 retraité en normes IFRS hors IAS 32 et 39 au bilan IFRS au 1er janvier 2005 incluant les normes IAS 32 et 39.

Il détaille les retraitements effectués, dont l'impact global sur les capitaux propres consolidés est le suivant :

Capitaux propres – part du Groupe	364
Intérêts minoritaires	(377)
Total capitaux propres et intérêts minoritaires	(13)

Les principaux retraitements sont décrits ci-dessous :

Reclassement des valeurs mobilières de placement actions en actifs financiers non courants

Le portefeuille de VMP actions (titres détenus au 31 décembre 2004 par AREVA dans Total, Alcatel, Société Générale, Assystem Brime) est classé dans la catégorie "Titres disponibles à la vente" créée par la norme IAS 39.

Dans la présentation du bilan, ces titres sont reclassés de la rubrique "autres actifs financiers courants" vers la rubrique "autres actifs financiers non courants", pour un montant de 353 millions d'euros qui correspond à leur valeur nette comptable dans le référentiel précédent, avant mise en juste valeur.

Dépréciation durable des titres "disponibles à la vente"

La dépréciation durable des titres disponibles à la vente a été déterminée en appliquant de façon rétroactive les critères décrits dans la Note 1 sur les principes comptables (paragraphe 1.13.) : une dépréciation durable est constatée lorsque la moyenne mobile sur douze mois des cours de Bourse d'une ligne de titres est inférieure à 70 % de sa juste valeur initiale ; la dépréciation est alors calculée par différence entre le cours de Bourse à la clôture de l'exercice et la juste valeur initiale des titres.

L'application de ces critères a conduit à constater une dépréciation de 71 millions d'euros en complément des dépréciations comptabilisées dans le référentiel précédent, par contrepartie des réserves consolidées.

Valorisation des titres disponibles à la vente en juste valeur

Les titres disponibles à la vente sont évalués en juste valeur au 1er janvier 2005 ; pour les titres cotés, cette juste valeur est égale à leur cours de Bourse au 31 décembre 2004.

L'écart entre la juste valeur des titres disponibles à la vente au 1er janvier 2005 et leur coût d'acquisition minoré des dépréciations durables s'élève à 509 millions d'euros ; ce montant est comptabilisé par contrepartie d'un compte de capitaux propres temporaires intitulé "gains et pertes latents différés".

Retraitement des actions propres de STMicroelectronics

Les actions d'autocontrôle détenues par STMicroelectronics sont portées en minoration des capitaux propres de cette société, ce qui diminue de 21 millions d'euros la valeur des titres mis en équivalence.

Comptabilisation des options de vente détenues par des actionnaires minoritaires de filiales consolidées

Les options de vente détenues par les actionnaires minoritaires de AREVA NP et d'Eurodif ont fait l'objet d'une évaluation au 1er janvier 2005 suivant la méthode des cash-flows prévisionnels actualisés, sur la base des dernières prévisions pluriannuelles établies par ces sociétés et en utilisant un taux d'actualisation reflétant la valeur de l'argent et la prime de risque du marché à cette date.

La valeur ainsi déterminée, qui s'élève à 931 millions d'euros, a été comptabilisée dans la rubrique "Dettes financières non courantes", par contrepartie :

- des intérêts minoritaires pour 374 millions d'euros,
- et d'une augmentation du goodwill pour l'excédent, soit 557 millions d'euros.

Comptabilisation de la juste valeur des instruments de couverture des flux de trésorerie

Les instruments dérivés de couverture des flux de trésorerie futurs probables (destinés à couvrir les risques de prix sur des ventes et des achats futurs en monnaies étrangères, ainsi que sur des achats futurs de matières premières) ont été valorisés au 1er janvier 2004. À ce titre, un montant de 24 millions d'euros a été comptabilisé dans la rubrique "autres créances opérationnelles", par contrepartie du compte de capitaux propres temporaires "gains et pertes latents différés".

Autres impacts de l'application de la norme IAS 39 : comptabilisation des instruments de couverture de juste valeur et des instruments dérivés non qualifiés d'instruments de couverture

L'ensemble des instruments dérivés de couverture de juste valeur (destinés à couvrir les risques de prix sur des créances, des dettes ou des engagements fermes de ventes et d'achats libellés en monnaies étrangères ainsi que les risques de taux sur des prêts ou des emprunts) a été valorisé au 1er janvier 2005, ainsi que les engagements fermes couverts correspondants. Les instruments dérivés ne répondant pas aux critères de la comptabilité de couverture ont également été valorisés.

Les justes valeurs de ces instruments financiers ont été comptabilisées dans plusieurs rubriques d'actifs et de passifs, pour un montant total de 108 millions d'euros à l'actif et 109 millions d'euros au passif ; leur impact sur les capitaux propres est négligeable.

Bilan au 31 décembre 2004 retraité en normes IFRS avec IAS 32 et 39

ACTIF *(en millions d'euros)*	Bilan au 31 décembre 2004 retraité normes IFRS hors IAS 32/39	Reclassement titres disponibles à la vente (1)	Retraitements actions propres STMicroelectronics (2)	Dépréciation durable titres disponibles à la vente (3)	Variation de valeur des titres disponibles à la vente (4)	Variation de valeur des titres de transaction (5)
Actifs non courants	**13 131**	**353**	**(21)**	**(71)**	**509**	**0**
Goodwills sur entreprises intégrées	1 649					
Immobilisations incorporelles	597					
Immobilisations corporelles	3 865					
dont : actifs de fin de cycle (part propre)	*162*					
Actifs de fin de cycle (part des tiers)	2 015					
Actifs de couverture des opérations de fin de cycle	2 391			(67)	184	
Titres des sociétés associées mises en équivalence	1 334		(21)			
Autres actifs financiers non courants	799	353		(4)	325	
Actifs du régime de pension	10					
Actifs d'impôts différés	471					
Actifs courants	**8 296**	**(353)**	**0**	**0**	**0**	**5**
Stocks et en-cours	2 097					
Clients et comptes rattachés	3 290					
Autres créances opérationnelles	860					
Impôts courants - actif	116					
Autres créances non opérationnelles	270					
Trésorerie active	1 054					1
Autres actifs financiers courants	609	(353)				4
Total actif	**21 427**	**0**	**(21)**	**(71)**	**509**	**5**

PASSIF *(en millions d'euros)*						
Capitaux propres et intérêts minoritaires	**5 310**	**0**	**(21)**	**(71)**	**509**	**5**
Capital	1 347					
Primes et réserves consolidées	2 836					
Réserves de conversion	(70)					
Résultat net de l'exercice - part du Groupe	451					
Gains et pertes latents différés	0					
Intérêts minoritaires	746					
Passifs non courants	**6 722**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Avantages au personnel	1 031					
Provisions pour opérations de fin de cycle	4 332					
Autres provisions non courantes	66					
Dettes financières non courantes	744					
Passifs d'impôts différés	549					
Passifs courants	**9 395**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Provisions courantes	1 323					
Écarts d'acquisition passifs	0					
Dettes financières courantes	199					
Avances et acomptes	4 326					
Fournisseurs et comptes rattachés	1 691					
Autres dettes opérationnelles	1 412					
Impôts courants - passif	91					
Autres dettes non opérationnelles	353					
Total passif	**21 427**	**0**	**(21)**	**(71)**	**509**	**5**

(1) Valeurs mobilières de placement - actions reclassées en "Titres disponibles à la vente".

(2) Annulation des actions d'auto-contrôle détenues par STMicroelectronics.

(3) Dépréciation durable des titres disponibles à la vente, évaluée de façon rétroactive.

(4) Réévaluation des titres disponibles à la vente en valeur de marché au 31 décembre 2004.

(5) Réévaluation des titres détenus aux fins de transactions en valeur de marché au 31 décembre 2004.

Note 39. Impacts de la première application des normes IAS 32 et 39 sur le bilan au 1er janvier 2005

Options de vente détenues par les minoritaires (6)	Réévaluation stocks et instruments dérivés de l'activité trading (7)	Juste valeur instrument Framépargne (8)	Instruments de couverture de flux futurs probables (9)	IAS 39 : couvertures de juste valeur et instruments dérivés non qualifiables (10)	Incidence impôts différés (11)	Total retraitements IAS 32/39	Bilan au 1er janvier 2005 retraité avec IAS 32/39
557	**0**	**0**	**0**	**17**	**(32)**	**1 312**	**14 441**
557						557	2 206
						0	597
						0	3 865
						0	*162*
						0	2 015
						117	2 508
						(21)	1 313
				17		691	1 490
						0	10
					(32)	(32)	439
0	**33**	**0**	**24**	**91**	**0**	**(200)**	**8 096**
	28					28	2 125
				1		1	3 291
	5		24	88		117	977
						0	116
				(1)		(1)	269
						1	1 055
				3		(346)	263
557	**33**	**0**	**24**	**108**	**(32)**	**1 112**	**22 537**
(374)	**0**	**12**	**24**	**(1)**	**(94)**	**(11)**	**5 297**
							1 347
							2 780
							(70)
							451
							420
							369
931	**0**	**6**	**0**	**0**	**62**	**999**	**7 721**
						0	1 031
						0	4 332
						0	66
931		6				937	1 681
					62	62	611
0	**33**	**(18)**	**0**	**109**	**0**	**124**	**9 519**
		(18)		0		(18)	1 305
						0	0
				4		4	203
						0	4 326
				4		4	1 695
	33			100		133	1 545
						0	91
				1		1	354
557	**33**	**0**	**24**	**108**	**(32)**	**1 112**	**22 537**

(6) Comptabilisation des options de vente détenues par les actionnaires minoritaires de filiales consolidées.

(7) Réévaluation des stocks et des instruments dérivés incorporés dans les contrats de l'activité de trading d'uranium à leur juste valeur au 31 décembre 2004.

(8) Réévaluation des engagements accordés par AREVA au FCPE Framépargne à leur juste valeur au 31 décembre 2004.

(9) Réévaluation des instruments dérivés de couverture de flux de trésorerie à leur juste valeur au 31 décembre 2004.

(10) Réévaluation des instruments dérivés de couverture de juste valeur, des engagements couverts correspondants et des instruments dérivés non qualifiés de couverture.

(11) Comptabilisation des impôts différés correspondants aux différents retraitements.

5.6. Comptes sociaux

5.6.1. RAPPORT GÉNÉRAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS

Mesdames, Messieurs les actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée Générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2005 sur :

- le contrôle des comptes annuels de la société AREVA (Société des Participations du Commissariat à l'Énergie Atomique), tels qu'ils sont joints au présent rapport,
- la justification des appréciations,
- les vérifications spécifiques et les informations prévues par la loi.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Directoire. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

I - Opinion sur les comptes annuels

Nous avons effectué notre audit selon les normes professionnelles applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à examiner, par sondages, les éléments probants justifiant les données contenues dans ces comptes. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis et les estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes et à apprécier leur présentation d'ensemble. Nous estimons que nos contrôles fournissent une base raisonnable à l'opinion exprimée ci-après.

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

II - Justification de nos appréciations

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de Commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

L'évaluation des titres de participation a été effectuée en conformité avec les méthodes comptables décrites dans la note "Principes, règles et méthodes comptables – Immobilisations financières" de l'annexe. Dans le cadre de nos travaux, nous avons revu le caractère approprié de ces méthodes comptables, ainsi que le caractère raisonnable des hypothèses retenues et des évaluations qui en résultent.

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

III - Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes professionnelles applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

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

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

Fait à Paris, le 9 mars 2006

Les Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associés		Mazars & Guérard		Salustro Reydel Membre de KPMG International
Pascal Colin	Jean-Paul Picard	Thierry Blanchetier	Michel Rosse	Denis Marangé

5.6.2. BILAN

ACTIF (en milliers d'euros)	2005 Brut	2005 Amortissements et provisions	2005 Net	2004 Net
Capital souscrit non appelé				
ACTIF IMMOBILISÉ				
Immobilisations incorporelles				
Frais d'établissement				
Frais de recherche et développement				
Concessions, brevets, licences, logiciels, droits & val. similaire	1 960	1 558	402	767
Fonds commercial (1)				
Autres immobilisations incorporelles				
Immobilisations incorporelles en cours				
Avances et acomptes				
Immobilisations corporelles				
Terrains	638	99	540	772
Constructions	5 449	5 077	372	605
Installations techniques, matériel et outillage industriels	301	259	42	28
Autres immobilisations corporelles	11 992	3 107	8 885	6 329
Immobilisations corporelles en cours	2 486		2 486	1 293
Avances et acomptes				
Immobilisations financières (2)				
Participations	2 898 337	14 646	2 883 691	2 686 944
Créances rattachées à des participations	467 358	542	466 816	385 206
Titres immobilisés de l'activité de portefeuille				
Autres titres immobilisés	6 173	1 746	4 428	6 033
Prêts	26		26	27
Autres immobilisations financières	268 077		268 077	288 780
Total actif immobilisé	**3 662 796**	**27 034**	**3 635 763**	**3 376 783**
ACTIF CIRCULANT				
Stocks et en-cours				
Matières premières et autres approvisionnements				
En-cours de production (biens et services)				
Produits intermédiaires et finis				
Marchandises				
Avances et acomptes versés sur commandes	**5 170**		**5 170**	**269**
Créances (3)				
Clients et comptes rattachés	59 688	25	59 663	52 709
Autres créances	189 963	7 543	182 420	93 978
Capital souscrit - appelé, non versé				
Valeurs mobilières de placement				
Actions propres				
Autres titres	1 290 201		1 290 201	867 084
Instruments de trésorerie	452		452	655
Disponibilités	**709 500**		**709 500**	**795 570**
Charges constatées d'avance (3)	4 911		4 911	1 028
Total actif circulant	**2 259 885**	**7 569**	**2 252 316**	**1 811 294**
Charges à répartir sur plusieurs exercices				
Primes de remboursement des emprunts				
Écarts de conversion actif	17		17	3 541
Total général actif	**5 922 698**	**34 602**	**5 888 096**	**5 191 618**

(1) Dont droit au bail.
(2) Dont à moins d'un an (brut). *14* *232*
(3) Dont à plus d'un an (brut).

Le poste "Disponibilités" est constitué des comptes courants financiers actifs à hauteur de 686 198 milliers d'euros.

PASSIF

(en milliers d'euros)

	2005 Net	2004 Net
CAPITAUX PROPRES		
Capital (dont versé : 1 346 823)	1 346 823	1 346 823
Primes d'émission, de fusion, d'apport	328 289	328 289
Écarts de réévaluation		
Écart d'équivalence		
Réserves :		
- Réserve légale	134 682	141 085
- Réserves statutaires ou contractuelles		
- Réserves réglementées	3 304	3 304
- Autres réserves	6 403	
Report à nouveau	184 518	212 829
Résultat de l'exercice (bénéfice ou perte)	**347 951**	**301 555**
Subventions d'investissement		
Provisions réglementées	546	1 169
Total capitaux propres	**2 352 515**	**2 335 054**
AUTRES FONDS PROPRES		
Produits des émissions de titres participatifs		
Avances conditionnées		
Autres fonds propres	212 647	212 647
Total autres fond propres	**212 647**	**212 647**
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES		
Provisions pour risques	44 230	58 261
Provisions pour charges	100 804	74 937
Total provisions pour risques et charges	**145 034**	**133 199**
DETTES (1)		
Emprunts obligataires convertibles		
Autres emprunts obligataires		
Emprunts et dettes auprès d'établissements de crédit (2)	5 122	4 308
Emprunts et dettes financières (3)	3 077 724	2 407 800
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours		28 625
Fournisseurs et comptes rattachés	49 726	35 618
Dettes fiscales et sociales	18 666	19 734
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	682	1 660
Autres dettes	25 924	12 258
Instruments de trésorerie	48	711
Produits constatés d'avance (1)		
Total dettes	**3 177 891**	**2 510 714**
Écarts de conversion passif	8	4
Total général passif	**5 888 096**	**5 191 618**
(1) Dont à plus d'un an (a).	*360 000*	*356*
(1) Dont à moins d'un an (a).	*2 817 891*	*2 481 733*
(2) Dont concours bancaires courants et soldes créditeurs de banque.	*5 122*	*4 308*
(3) Dont emprunts participatifs.		
(a) À l'exception des avances et acomptes reçus sur commandes en cours.		

Le poste "Emprunt et dettes financières divers" comprend les comptes courants financiers passif à hauteur de 3 074 646 milliers d'euros.

5.6.3. COMPTE DE RÉSULTAT

	2005			2004
(en milliers d'euros)	France	Exportation	Total	Total
PRODUITS D'EXPLOITATION [1]				
Ventes de marchandises				
Production vendue (biens)				
Production vendue (services)	97 983	-	97 983	86 585
Chiffre d'affaires net	**97 983**	**-**	**97 983**	**86 585**
Production stockée				
Production immobilisée				
Produits nets partiels sur opérations à long terme				
Subventions d'exploitation				
Reprises sur provisions et transfert de charges			819	396
Autres produits			238	172
Total produit d'exploitation			**99 040**	**87 152**
CHARGES D'EXPLOITATION [2]				
Achats de marchandises				
Variation de stocks				
Achat de matières premières et autres approvisionnements				
Variation de stocks				
Autres achats et charges externes [a]			138 248	127 068
Impôts, taxes et versements assimilés			7 903	5 808
Salaires et traitements			18 782	16 582
Charges sociales			12 230	10 929
Dotations aux amortissements et provisions :				
- Sur immobilisations : dotations aux amortissements			1 987	2 215
- Sur immobilisations : dotations aux provisions				
- Sur actif circulant : dotations aux provisions			156	1 083
- Pour risques et charges : dotations aux provisions			171	
Autres charges			1 147	787
Total charge d'exploitation			**180 623**	**164 473**
Résultat d'exploitation			**(81 583)**	**(77 320)**
Quotes-parts de résultat sur opérations faites en commun				
Bénéfice attribué ou perte transférée				
Perte supportée ou bénéfice transféré			184	-
PRODUITS FINANCIERS				
De participations [3]			151 804	290 325
D'autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé [3]			464	0
Autres intérêts et produits assimilés [3]			85 008	53 324
Reprises sur provisions et transfert de charges			82 244	4 730
Différences positives de change			141 685	252 580
Produits nets sur cessions de valeurs mobilières de placement				39 558
Total produits financiers			**461 204**	**640 518**
CHARGES FINANCIÈRES				
Dotations aux amortissements et aux provisions			6 043	28 751
Intérêts et charges assimilées [4]			156 076	64 704
Différences négatives de change			153 988	243 577
Charges nettes sur cessions de valeurs mobilières de placement				
Total charges financières			**316 108**	**337 033**
Résultat financier			**145 097**	**303 485**
Résultat courant avant impôts			**63 329**	**226 165**

5.6.3. COMPTE DE RÉSULTAT (SUITE)

	2005	2004
PRODUITS EXCEPTIONNELS		
Sur opérations de gestion	2 084	1 138
Sur opérations en capital	634 536	71 088
Reprises sur provisions et transferts de charges	2 205 943	6 189
Total produits exceptionnels	**2 842 562**	**78 415**
CHARGES EXCEPTIONNELLES		
Sur opérations de gestion	621	383
Sur opérations en capital	2 579 773	19 547
Dotations aux amortissements et aux provisions	75 037	13 539
Total charges exceptionnelles	**2 655 430**	**33 469**
Résultat exceptionnel	**187 132**	**44 946**
Participation des salariés aux résultats	-	-
Impôts sur les bénéfices	(97 489)	(30 444)
Total des produits	**3 402 807**	**806 085**
Total des charges	**3 054 856**	**504 530**
Bénéfice ou perte	**347 951**	**301 555**

(a) Y compris :
- Redevances de crédit-bail mobilier.
- Redevances de crédit-bail immobilier. *247*
(1) Dont produits afférents à des exercices antérieurs.
(2) Dont charges afférentes à des exercices antérieurs.
(3) Dont produits concernant les entités liées. *168*
(4) Dont intérêts concernant les entités liées. *156*

5.6.4. TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE (DÉTAILLÉ)

(en millions d'euros)	2005	2004
FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION		
Résultat de l'exercice	348	302
Dotations nettes aux amortissements	2	2
Dotations nettes aux provisions	(73)	34
Perte (profit) sur cession d'actif immobilisé et titres de placement	(186)	(91)
Intérêts non déductibles TSDI	(3)	(1)
Variation nette des avances et acomptes versés sur commandes	(24)	29
Variation nette des clients et autres créances	70	32
Variation nette des fournisseurs et autres dettes d'exploitation	28	(82)
Autres	-	20
Total des flux de trésorerie d'exploitation (I)	**162**	**242**
FLUX D'INVESTISSEMENT		
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(5)	(5)
Acquisitions (nettes) d'immobilisations financières	(727)	(1 027)
Réduction immobilisations financières	5	35
Remboursement créances rattachées à des participations	3	320
Dépôts et cautions versés	-	(2)
Prêts	-	-
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	3	70
Cessions d'immobilisations financières	633	1
Variations des créances et dettes sur immobilisations	1	31
Autres	-	-
Total des flux de tresorerie d'investissement (II)	**(88)**	**(577)**
FLUX DE FINANCEMENT		
Dividendes versés par AREVA	(340)	(220)
Variation des dettes financières (hors int. ND TSDI)	-	-
Total des flux de financement (III)	**(340)**	**(220)**
Variation des titres de placement	-	111
Variation de trésorerie (I + II + III)	**(265)**	**(444)**
Trésorerie à l'ouverture de l'exercice (a)	**(961)**	**(517)**
Trésorerie à clôture de l'exercice (b)	**(1 226)**	**(961)**
Variation de trésorerie pure (B - A)	**(265)**	**(444)**
Variation des titres de placement		
Variation totale trésorerie	**(265)**	**(444)**

5.7. Annexe aux comptes sociaux

La présente annexe complète le bilan avant répartition de l'exercice clos le 31 décembre 2005, dont le total est de 5 888 096 milliers d'euros, et le compte de résultat qui dégage un bénéfice de 347 951 milliers d'euros. L'exercice a une durée de douze mois recouvrant la période du 1er janvier au 31 décembre 2005.

Cette annexe comprend :

Les faits caractéristiques de l'exercice, puis

- les principes, règles et méthodes comptables appliqués ;
- les notes sur le bilan ;
- les notes sur le compte de résultat ;
- des informations complémentaires.

Ces notes et tableaux font partie intégrante des comptes annuels arrêtés par le Conseil de Surveillance d'AREVA.

5.7.1. ACTIVITÉ DE LA SOCIÉTÉ

AREVA est une holding financière et de services. Les principales prestations fournies concernent la gestion centralisée de la trésorerie ainsi que des prestations de conseil et d'assistance aux entités du Groupe.

5.7.2. FAITS CARACTÉRISTIQUES DE L'EXERCICE

AREVA a cédé le pôle d'activité FCI au Fonds d'Investissement Bain Capital pour un prix de cession de 582 millions d'euros. La cession des titres FCI représente un apport de trésorerie de 853 millions d'euros.

L'avenant 11 au protocole de cession des activités T&D d'Alstom à AREVA a été signé en date du 30 septembre 2005 et fige la valeur définitive des actifs transférés. Les conséquences de cet avenant retranscrit dans les comptes demeurent sans impact sur le résultat de l'exercice.

Au cours de l'exercice, AREVA a acquis un portefeuille de titres Suez pour un montant de 646 millions d'euros.

AREVA a acquis 21,2 % du capital de la société allemande REPower spécialisée dans la conception et l'assemblage d'éoliennes. Ces titres ont été acquis pour une valeur de 27 millions d'euros.

Le 7e et ultime acompte des opérations de liquidation de la société Creusot Loire a été reçu au cours de l'exercice à hauteur de 2,9 millions d'euros. La valeur résiduelle de créance irrécouvrable s'élève définitivement à 53,6 millions d'euros.

5.7.3. PRINCIPES, RÈGLES ET MÉTHODES COMPTABLES

5.7.3.1. Règles et méthodes appliquées aux différents postes du bilan

L'arrêté des comptes annuels au 31 décembre 2005 de la société AREVA est établi conformément aux règles du Plan Comptable Général modifié et défini par le règlement 99-03 du 29 avril 1999 du Comité de la Réglementation Comptable.

Immobilisations incorporelles et corporelles

Compte tenu de la nature des actifs de la holding AREVA composés à présent pour l'essentiel d'agencements, de mobilier de bureaux et de matériels informatiques, la mise en application du nouveau règlement sur les actifs n'a pas apporté de modifications dans la présentation des comptes sociaux.

Les immobilisations incorporelles et corporelles figurent au bilan pour leur valeur d'acquisition conformément aux règles en vigueur.

L'amortissement de ces biens est calculé suivant le mode estimé le plus représentatif de leur dépréciation économique.

La durée d'amortissement est généralement de trois ans au maximum pour les logiciels d'application acquis, vingt-cinq ans pour les bâtiments, dix ans pour les agencements et installations et le mobilier de bureau et cinq ans au maximum pour le matériel de bureau, informatique et de transport.

Il est par ailleurs tenu compte d'une dépréciation de ces actifs sur la base d'un plan d'amortissement spécifique à chaque bien. Cette dépréciation est éventuellement complétée par voie de provision lorsque, pour certains biens, la valeur d'utilité devient inférieure à la valeur nette comptable.

Immobilisations financières

Les immobilisations financières figurent à l'actif du bilan à leur valeur d'apport ou au prix d'acquisition.

Les titres de participation font l'objet d'une dépréciation lorsque leur valeur d'usage ou d'utilité, appréciée titre par titre, devient inférieure à leur coût historique.

Cette provision pour dépréciation est calculée en fonction de la quote-part de l'actif net (consolidé pour les filiales têtes de Groupe) détenu à la fin de l'exercice. Il est toutefois tenu compte dans cette appréciation des événements ou situations postérieures à la date de clôture des comptes, mais connus avant la fin des travaux d'arrêté ainsi que de la rentabilité prévisionnelle ou de la valeur de marché des filiales.

La participation de AREVA dans AREVA T&D Inc. fera l'objet d'une cession sur l'exercice 2006 à AREVA T&D Holding pour sa valeur historique. Compte tenu de cette perspective, aucune provision n'a été constatée sur notre participation dans AREVA T&D Inc.

Créances et dettes

Les créances et dettes sont évaluées à leur valeur nominale. Les créances sont, le cas échéant, dépréciées par voie de provision pour tenir compte des difficultés de recouvrement auxquelles elles sont susceptibles de donner lieu d'après les informations connues à la date d'arrêté des comptes.

Les créances et dettes en monnaies étrangères sont converties et comptabilisées en euros sur la base des cours du change à la clôture de l'exercice.

Les pertes et gains latents constatés par rapport aux montants précédemment comptabilisés sont inscrits au bilan en écarts de conversion.

Les créances et dettes en monnaies étrangères bénéficiant d'une couverture de change spécifique sont comptabilisées en euros et au cours fixé par cette couverture.

Les pertes de change latentes donnent lieu à la constitution d'une provision pour risque.

Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières de placement sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur valeur d'inventaire si celle-ci est inférieure. Dans le cas où leur valorisation à la date de clôture fait apparaître une moins-value globale par catégorie de titres, une provision pour dépréciation est comptabilisée à due concurrence. La valeur d'inventaire est égale à la moyenne des cours de Bourse du dernier mois de l'exercice.

Les autres placements de trésorerie, tels que les titres de créances non cotés, font l'objet, le cas échéant, d'une provision pour dépréciation distincte.

Autres fonds propres

Le montant brut de l'émission de Titres Subordonnés à Durée Indéterminée (TSDI) est enregistré dans un compte "Autres fonds propres" et conservé à sa valeur historique.

Le montant du dépôt qui a été soustrait de cette émission et versé à une société d'investissement est comptabilisé dans le compte "Autres immobilisations financières". Ce dépôt valorisé au cours du jour de l'émission du TSDI n'est remboursable que dans le cas de circonstances exceptionnelles et figure à l'actif du bilan pour son montant historique.

Provisions pour risques et charges

Des provisions pour risques et charges sont constituées, notamment pour faire face aux charges résultant éventuellement de restructurations ou de litiges en cours.

Par ailleurs est également dotée une provision pour charge fiscale latente résultant de l'utilisation anticipée par AREVA, dans le cadre des régimes de l'intégration fiscale et du bénéfice fiscal consolidé (cf. 1.3.), des déficits des filiales françaises imputables sur leurs bénéfices futurs.

Les provisions pour risques et charges ont été constituées en conformité avec la réglementation relative aux passifs (CRC 2000-06) du 7 décembre 2000.

Engagements de retraite

La Société comptabilise la totalité du montant de ses engagements, netté des éventuels actifs de couverture et éléments non reconnus, en matières de retraite, indemnités de départs, et autres engagements assimilés, tant pour le personnel actif que pour le personnel retraité.

Pour les régimes à cotisations définies, les paiements du Groupe sont constatés en charges de la période à laquelle ils sont liés.

Pour les régimes à prestations définies, les coûts des prestations sont estimés en utilisant la méthode des unités de crédit projetées. Selon cette méthode, les droits à prestations sont affectés aux périodes de service en fonction de la formule d'acquisition des droits du régime. Si les services rendus au cours d'exercices ultérieurs aboutissent à un niveau de droits à prestations supérieur de façon significative à celui des exercices antérieurs, l'entreprise doit affecter les droits à prestations sur une base linéaire. Le montant des paiements futurs correspondant aux avantages accordés aux salariés est évalué sur la base d'hypothèses d'évolution des salaires, d'âge de départ, de probabilités de présence, puis ramenés à leur valeur actuelle sur la base des taux d'intérêt des obligations à long terme des émetteurs de première catégorie.

Les écarts actuariels sont étalés sur la durée de vie active résiduelle moyenne attendue du personnel participant à ces régimes, pour la partie excédant de plus de 10 % la plus grande des valeurs suivantes :

- valeur actualisée de l'obligation à la date de clôture au titre des prestations définies à la date de clôture,
- juste valeur des actifs du régime à la date de clôture.

Les coûts des modifications de régime sont étalés sur la période d'acquisition des droits.

5.7.3.2. Tableau des flux de trésorerie

AREVA a adopté la présentation suivant la "méthode indirecte" en partant du résultat net.

La trésorerie est composée des éléments suivants : caisses, soldes bancaires disponibles, placements à court terme à échéances à moins de trois mois à l'origine et comptes courants financiers.

5.7.3.3. Informations fiscales

Par décision ministérielle, le régime du BFC (article 209 quinquies du Code général des impôts) a de nouveau été accordé à AREVA pour la période 2005/2007. Le périmètre du BFC est constitué des sociétés françaises et étrangères détenues au moins à 50 %.

De par les dispositions applicables à ce régime, la charge d'impôt n'est pas décomptée sur le résultat fiscal propre de AREVA mais sur le résultat fiscal consolidé du Groupe.

En outre, AREVA a opté pour le régime d'intégration fiscale défini aux articles 223A et suivants du code précité. Les conventions d'intégration fiscale signées dans ce cadre entre AREVA et ses filiales intégrées ne prévoient aucune disposition dérogatoire au droit commun.

5.7.4. NOTES SUR LE BILAN

5.7.4.1. Immobilisations

CADRE A		Valeur brute début d'exercice	Augmentations Réévaluations	Augmentations Acquisitions
Immobilisations incorporelles				
Frais d'établissement, de recherche et développement	**Total I**	**-**	**-**	**-**
Autres postes d'immobilisations incorporelles	**Total II**	**1 694**	**-**	**266**
Immobilisations corporelles				
Terrains		942	-	-
Constructions sur sol propre		4 635		
Constructions sur sol d'autrui		-	-	-
Installations générales, agencements et aménagements des constructions		3 574	-	-
Installations techniques, matériel et outillage industriels		431	-	32
Installations générales, agencements et aménagements divers		5 736	-	3 023
Matériel de transport		169	-	-
Matériel de bureau et informatique, mobilier		2 366	-	857
Emballages récupérables et divers		-	-	-
Immobilisations corporelles en cours		1 293	-	1 193
Avances et acomptes		-	-	-
	Total III	**19 146**	**-**	**5 104**
Immobilisations financières				
Participations évaluées par mise en équivalence		-	-	-
Autres participations		4 834 399	-	673 780
Autres titres immobilisés		7 934	-	1 289
Prêts et autres immobilisations financières		732 478	-	233 176
	Total IV	**5 574 811**	**-**	**908 245**
Total général	**(I + II + III + IV)**	**5 595 651**	**-**	**913 615**

CADRE B		Diminutions Par virement	Diminutions Par cession	Valeur brute fin d'exercice	Réévaluations Valeur d'origine
Immobilisations incorporelles					
Frais d'établissement, de recherche et développement	**(I)**	**-**	**-**	**-**	**-**
Autres postes d'immobilisations incorporelles	**(II)**	**-**	**-**	**1 960**	**-**
Immobilisations corporelles					
Terrains		-	304	638	-
Constructions sur sol propre		-	2 044	2 590	-
Constructions sur sol d'autrui		-	-	-	-
Installations générales, agencements, aménagements constructions		-	715	2 859	-
Installations techniques, matériel et outillage industriels		-	162	301	-
Installations générales, agencements et aménagements divers		-	97	8 662	-
Matériel de transport		-	63	106	-
Matériel de bureau et informatique, mobilier		-	-	3 224	-
Emballages récupérables et divers		-	-	-	-
Immobilisations corporelles en cours		-	-	2 486	-
Avances et acomptes		-	-	-	-
	Total III	**-**	**3 385**	**20 865**	**-**
Immobilisations financières					
Participations évaluées par mise en équivalence		-	-	-	-
Autres participations		-	2 609 842	2 898 337	-
Autres titres immobilisés		-	3 050	6 173	-
Prêts et autres immobilisations financières		-	230 193	735 461	-
	Total IV	**-**	**2 843 085**	**3 639 971**	**-**
Total général	**(I + II + III + IV)**		**2 846 470**	**3 662 796**	**-**

Immobilisations corporelles

La diminution des postes "terrains" et "constructions" provient de plusieurs cessions de patrimoine intervenues au cours de l'année 2005, et pour l'essentiel sur le site de Chalon-sur-Saône.

Immobilisations financières

- Le poste "Autres participations" concerne les participations pour 2 898 337 milliers d'euros. Il se constitue principalement des titres ci-dessous :

– Cere	251 541 milliers d'euros
– AREVA NC	703 929 milliers d'euros
– Eramet	291 693 milliers d'euros
– AREVA NP	277 638 milliers d'euros
– AREVA T&D Holding	500 000 milliers d'euros
– Suez	646 303 milliers d'euros

Les augmentations sur ce poste sont principalement liées aux opérations suivantes : acquisition des titres Suez pour 646 303 milliers d'euros ; acquisition des titres REPower Systems AG pour 27 374 milliers d'euros.

Les diminutions correspondent principalement à la cession de la branche d'activité FCI, telle que décrite dans les faits caractéristiques de l'exercice, pour une valeur brute de 2 505 872 milliers d'euros. Elles comprennent également la cession de AREVA T&D UK à AREVA T&D Holding pour sa valeur historique, à savoir 48 949 milliers d'euros, et la cession des titres Framapar au CCF pour 1 euro dans le cadre du dénouement de l'investissement quirataire.

- Le poste "Prêts et autres immobilisations financières" se décompose de la façon suivante :

	Au 31 décembre 2004	Augmentation	Diminution	**Au 31 décembre 2005**
Créances rattachées à des participations	387 142	230 312	150 096	467 358
Prêts	56 556	-	56 530	26
Autres immobilisations financières	288 780	2 864	23 567	268 077

- Les "Créances rattachées à des participations" concernent des prêts moyen terme accordés à certaines sociétés du Groupe, soit principalement :

  331 742 milliers d'euros pour AREVA T&D Holding, 81 000 milliers de dollars US pour AREVA NC INC., 44 025 milliers de dollars US pour UG Allemagne.

- Le poste "Prêts" : à l'ouverture, le poste "Prêts" comprenait le prêt sur la société Creusot Loire pour une valeur brute de 56,5 millions d'euros, déprécié à 100 %. Au cours de l'exercice, le 7e et ultime acompte des opérations de liquidation de cette société a été reçu pour 2,9 millions d'euros. Au 31 décembre 2005, le montant résiduel du prêt a été passé en perte pour 53,6 millions d'euros, et la provision a été reprise pour 56,5 millions d'euros, générant ainsi une incidence positive sur le résultat de l'exercice de 2,9 millions d'euros.

- Le poste "Autres immobilisations financières" comprend principalement :

  – pour 150 000 milliers d'euros l'avance versée pour l'entrée au capital de la société ETC, filiale du Groupe Urenco. En 2003, le groupe AREVA a pris la décision d'investir dans le procédé d'enrichissement de l'uranium par ultracentrifugation gazeuse. À cet effet, AREVA a conclu des accords avec les actionnaires de la société Urenco, propriétaire de cette technologie afin d'acquérir 50 % de leur filiale de technologie ETC et cette société ETC. Ces accords ont également pour objectif d'obtenir le droit d'utilisation de ladite technologie et d'assurer la fourniture des cascades de centrifugeuses et des services associés nécessaires à la construction de l'usine George Besse II. Une avance de 150 millions d'euros a été versée en 2003 à valoir sur le prix global de l'acquisition des titres et du droit d'utilisation de la technologie d'enrichissement par ultracentrifugation.

  – pour 64 717 milliers d'euros le montant du dépôt qui a été déduit de l'émission des TSDI, soit 76 085 milliers de dollars US, et versé à une société d'investissement. Ce dépôt, valorisé au cours du jour de l'émission des TSDI (1 USD = 0,85059 euro) n'étant pas remboursable excepté dans le cas de circonstances exceptionnelles, figure à l'actif du bilan pour son montant historique.

  – pour 49 604 milliers d'euros la quote-part non déductible des intérêts des Titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI).

5.7.4.2. Amortissements

Situation et mouvements de l'exercice

CADRE A Immobilisations amortissables		Valeur en début d'exercice	Augmentations Dotations	Diminutions	Valeur en fin d'exercice
Immobilisations incorporelles					
Frais d'établissement recherche développement	**Total I**	**-**	**-**	**-**	**-**
Autres immobilisations incorporelles	**Total II**	**928**	**630**	**-**	**1 558**
Immobilisations corporelles					
Terrains		170	0	72	99
Constructions sur sol propre		4 260	81	1 980	2 361
Constructions sur sol d'autrui		-	-	-	-
Installations générales, agencement et aménagement constructions		3 343	66	694	2 716
Installations techniques, matériel et outillage industriels		403	18	162	259
Installations générales, agencements et aménagements divers		1 063	778	3	1 839
Matériel de transport		63	22	23	62
Matériel de bureau et informatique, mobilier		816	390	-	1 206
Emballages récupérables et divers		-	-	-	-
	Total III	**10 119**	**1 356**	**2 934**	**8 541**
Total général	**(I + II + III)**	**11 047**	**1 987**	**2 934**	**10 100**

Ventilations des dotations aux amortissements

CADRE B Immobilisations amortissables		Amortissements linéaires	Amortissements dégressifs	Amortissements exceptionnels	***Provisions, Amortissements, Dérogatoires*** **CADRE C** Dotations	Reprises
Immobilisations incorporelles						
Frais d'établissement recherche développement	**(I)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Autres immobilisations incorporelles	**(II)**	**630**	**-**	**-**	**-**	**-**
Immobilisations corporelles						
Terrains		0	-	-	-	-
Constructions sur sol propre		81	-	-	-	
Constructions sur sol d'autrui		-	-	-	-	-
Installations générales, agencement et aménagement constructions		66	-	-	-	-
Installations techniques, matériel et outillage industriels		18	-	-	-	-
Installations générales, agencements et aménagements divers		778	-	-	-	-
Matériel de transport		22	-	-	-	-
Matériel bureau et informatique, mobilier		390	-	-	1	4
Emballages récupérables et divers		-	-	-	-	-
	Total III	**1 356**	**-**	**-**	**1**	**4**
Total général	**(I + II + III)**	**1 987**	**-**	**-**	**1**	**4**

5.7.4.3. Titres de placement et trésorerie

Postes	Au 31 décembre 2005	Au 31 décembre 2004
Titres de placement - actions (valeur brute)	143 075	143 075
Titres de placement - actions (dépréciation)	-	-
Autres valeurs mobilières de placement (valeur brute)	1 147 126	724 009
Autres valeurs mobilières de placement (dépréciation)	-	-
Instruments de trésorerie	452	655
Disponibilités	709 500	795 570
Total	**2 000 153**	**1 663 309**

Au 31 décembre 2005, les valeurs mobilières de placement s'élèvent à 1 290 201 milliers d'euros et sont constituées principalement de titres de créances négociables et d'une ligne de titres Total.
À la clôture, les plus-values latentes sur VMP s'élèvent à 246 846 milliers d'euros.
Les disponibilités comprennent des comptes courants financiers à hauteur de 686 198 milliers d'euros.

5.7.4.4. Provisions inscrites au bilan

		Montant au début de l'exercice	Augmentations : Dotations exercice	Diminutions : Reprises exercice	Montant à la fin de l'exercice
PROVISIONS RÉGLEMENTÉES					
Provisions pour reconstitution gisements miniers et pétroliers					
Provisions pour investissements		677		620	58
Provisions pour hausse des prix					
Amortissements dérogatoires		16	1	4	13
Dont majorations exceptionnelles de 30 %					
Provisions fiscales pour implantation à l'étranger avant 01/01/92					
Provisions fiscales pour implantation à l'étranger après 01/01/92					
Provisions pour prêts d'installation					
Autres provisions réglementées		476			476
	Total I	**1 169**	**1**	**624**	**546**
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES					
Provisions pour litiges		20 426			20 426
Provisions pour garanties données aux clients					
Provisions pour pertes sur marchés à terme					
Provisions pour amendes et pénalités					
Provisions pour pertes de change		3 541	2 396	3 541	2 396
Provisions pour pensions et obligations similaires		1 296	171	63	1 404
Provisions pour impôts		51 164	73 913	25 683	99 394
Provisions pour renouvellement des immobilisations					
Provisions pour grosses réparations					
Provisions pour charges sociales et fiscales sur congés payés					
Autres provisions pour risques et charges		56 771	1 122	36 480	21 413
	Total II	**133 199**	**77 603**	**65 767**	**145 034**
PROVISIONS POUR DÉPRÉCIATIONS					
Sur immobilisations incorporelles					
Sur immobilisations corporelles					
Sur titres mis en équivalence					
Sur titres de participation		2 147 456	1 005	2 133 815	14 646
Sur autres immobilisations financières		60 365	1 641	59 718	2 288
Sur stocks et en-cours					
Sur comptes clients		159		134	25
Autres provisions pour dépréciations		32 763	1 109	26 329	7 543
	Total III	**2 240 743**	**3 755**	**2 219 995**	**24 503**
Total général	**(I + II + III)**	**2 375 111**	**81 359**	**2 286 386**	**170 084**
Dont dotations et reprises	*- d'exploitation*		*233*	*1 395*	
	- financières		*6 097*	*79 673*	
	- exceptionnelles		*75 030*	*2 205 319*	

Les provisions pour risques et charges

Dans le cadre du Plan d'Épargne Groupe d'AREVA, le FCPE Framépargne détient 280 727 actions de la Société au 31 décembre 2005. Ces titres n'étant pas cotés, ils bénéficient d'une garantie de liquidité telle que prévue par la loi sur l'épargne salariale. Cette garantie est donnée par un établissement financier indépendant aux porteurs de parts du FCPE Framépargne. Subséquemment, pour permettre la mise en place de cet engagement, la Société a donné à l'établissement financier une garantie de valeur pour la même période. Cette garantie porte sur 279 848 actions qui ont été cédées par le FCPE ; à ce titre, un montant de 4,4 millions d'euros figure en provision au 31 décembre 2005.

Les provisions pour charges comprennent pour l'essentiel la charge latente liée à l'utilisation anticipée des déficits fiscaux de certaines filiales dans le cadre du régime fiscal consolidé portée à 99 395 milliers d'euros.

Les reprises de provisions pour risques et charges correspondent à des reprises utilisées à hauteur de 26 019 milliers d'euros.

Les reprises de provisions sans objet s'élèvent à 39 748 milliers d'euros, et concernent pour l'essentiel :

- des reprises de provisions pour impôt latent relatives aux entités sorties du périmètre d'intégration fiscale en 2005, pour 25 683 milliers d'euros;
- des reprises de provisions pour garantie de cours sur Framépargne pour 13 608 milliers d'euros.

Les provisions pour dépréciation

- Les provisions pour dépréciation des "Titres de participations" comprennent pour l'essentiel une reprise de provisions sur titres FCI à hauteur de 2 131 500 milliers d'euros.
- Le poste "Provisions pour dépréciations sur autres immobilisations financières" se décompose comme suit :

	Au 31 décembre 2004	Dotation	Reprise	**Au 31 décembre 2005**
Créances rattachées à des participations	1 936	-	1 394	542
Autres titres immobilisés	1 900	1 641	1 795	1 746
Prêts	56 529	-	56 529	-
Autres immobilisations financières	-	-	-	-

- Les provisions pour dépréciation des "autres titres immobilisés" intègrent la reprise de provision sur titres Transgene cédés sur l'exercice, pour 1 795 milliers d'euros.
- "Les autres provisions pour dépréciations" comprennent une reprise de provision au titre du BFC 2001 à hauteur de 25 264 milliers d'euros.

5.7.4.5. État des créances et des dettes

État des créances

CADRE A	Montant brut	À 1 an au plus	À plus d'1 an
De l'actif immobilisé			
Créances rattachées à des participations	467 358	10 151	457 207
Prêts (1)(2)	26	26	-
Autres immobilisations financières	268 077	3 758	264 319
De l'actif circulant			
Clients douteux ou litigieux	27	27	-
Autres créances clients	59 661	59 661	-
Créances représentatives de titres prêtés	-	-	-
Personnel et comptes rattachés	699	699	-
Sécurité sociale et autres organismes sociaux	-	-	-
Impôts sur les bénéfices	6 889	6 889	-
Taxe sur la valeur ajoutée	12 835	12 835	-
Autres impôts taxes et versements assimilés	119 956	119 956	-
Divers	86	86	-
Groupe et associés (2)	39 366	39 366	-
Débiteurs divers	10 132	10 132	-
Charges constatées d'avance	4 911	4 911	-
Total	**990 023**	**268 497**	**721 526**

(1) Dont prêts accordés en cours d'exercice
(1) Dont remboursements obtenus en cours d'exercice
(2) Prêts et avances consenties aux associés

État des dettes

CADRE B	Montant brut	À 1 an au plus	De 1 à 5 ans	À plus de 5 ans
Emprunts obligataires convertibles (1)	-	-	-	
Autres emprunts obligataires (1)	-	-	-	-
Emprunts et dettes auprès d'établissements de crédit (1)	-	-	-	-
- à un an maximum à l'origine	5 122	5 122	-	-
- à plus d'un an à l'origine	-	-	-	-
Emprunts et dettes financières diverses (1)(2)	3 077 724	3 077 364	360	-
Fournisseurs et comptes rattachés	49 726	49 726	-	-
Personnel et comptes rattachés	7 751	7 751	-	-
Sécurité sociale et autres organismes sociaux	3 055	3 055	-	-
Impôts sur les bénéfices	-	-	-	-
Taxe sur la valeur ajoutée	6 607	6 607	-	-
Obligations cautionnées	-	-	-	-
Autres impôts, taxes et versements assimilés	1 252	1 252	-	-
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	682	682	-	-
Groupe et associés (2)	-	-	-	-
Autres dettes	25 972	25 972	-	-
Dettes représentatives de titres empruntés	-	-	-	-
Produits constatés d'avance	-	-	-	-
Total	**3 177 891**	**3 177 531**	**360**	**-**

(1) Emprunts souscrits en cours d'exercice.
(1) Emprunts remboursés en cours d'exercice.
(2) Emprunt, dettes contractées auprès des associés.

"Les emprunts et dettes auprès des établissements de crédit" correspondent aux comptes bancaires créditeurs.

"Les emprunts et dettes financières divers" concernent principalement les comptes courants financiers, lesquels correpondent à des avances de trésorerie données ou reçues de filiales dans le cadre de conventions financières, soit 3 074 646 milliers d'euros.

Le poste "Autres dettes" représente pour 2 243 milliers d'euros des dettes liées aux comptes courants d'intégration fiscale.

5.7.4.6. Produits à recevoir

(Décret 83-1020 du 29-11-1983 – article 23)

Produits à recevoir inclus dans les postes suivants du bilan

	Au 31 décembre 2005	Au 31 décembre 2004
Créances rattachées à des participations	24 641	14 529
Autres titres immobilisés	-	-
Prêts	-	5 433
Autres immobilisations financières	-	-
Créances clients et comptes rattachés	10 595	46 397
Autres créances	120 406	82 698
dont État - autres créances	*119 956*	*82 425*
Valeurs mobilières de placement	1 200	1 646
Disponibilités	703	1 297
Total	**157 545**	**152 000**

Les produits à recevoir inclus dans le poste “Disponibilités” concernent les intérêts à recevoir sur les comptes courants financiers.

5.7.4.7. Charges à payer

(Décret 83-1020 du 29-11-1983 – article 23)

Charges à payer incluses dans les postes suivants du bilan

	Au 31 décembre 2005	Au 31 décembre 2004
Emprunts obligataires convertibes	-	-
Autres emprunts obligataires	-	-
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	-	-
Emprunts et dettes financières divers	1 839	758
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	44 501	32 397
Dettes fiscales et sociales	11 268	9 034
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	656	771
Autres dettes	2 034	548
Total	**60 298**	**43 508**

Les charges à payer incluses dans le poste “Emprunts et dettes financières divers” concernent les intérêts versés au titre des comptes courants financiers à hauteur de 386 milliers d’euros.

5.7.4.8. Composition du capital social

(Décret 83-1020 du 29-11-1983 - Article 24-12)

Différentes catégories de titres	Valeur nominale	Au début de l’exercice	Nombre de titres créés pendant l’exercice	Remboursés pendant exercice	En fin d’exercice
Actions	0,04	34 013 593	0	0	34 013 593
Certificats d’investissement	0,04	1 429 108	0	0	1 429 108

5.7.4.9. Capitaux propres hors capital social

(en milliers d'euros)	Au 31 décembre 2004	Augmentations	Diminutions	Au 31décembre 2005
Primes de fusion	184 357	-	-	184 357
Primes d'apport	143 932	-	-	143 932
Réserve légale	134 682	-	-	134 682
Réserves réglementées	6 405	-	6 403	2
Réserves indisponibles	3 302	-	-	3 302
Réserves disponibles	0	6 403	-	6 403
Report à nouveau	212 830	10 029	38 341	184 518
Résultat de l'exercice	301 555	347 951	301 555	347 951
Provisions réglementées	1 169	-	623	546
Total	**988 232**	**364 383**	**346 922**	**1 005 693**

L'Assemblée Générale Mixte du 12 mai 2005 a décidé de distribuer 339 896 milliers d'euros de dividendes par prélèvement sur le résultat de 2004 pour 301 555 milliers d'euros et par prélèvement sur le report à nouveau pour 38 341 milliers d'euros.

La réserve sur PVLT de 6 403 milliers d'euros existant au 31 décembre 2004, a été affectée en réserves disponibles au cours de l'exercice.

5.7.4.10. Autres fonds propres

Titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)

250 titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) au nominal de 1 000 000 USD ont été émis par AREVA NP le 15 novembre 1991 et souscrits directement par des établissements financiers. Ces titres ne sont remboursables qu'en cas de liquidation de la Société après complet désintéressement des autres créanciers. Toutefois, l'émetteur s'est réservé le droit de rembourser, au cours des quinze premières années, tout ou partie de ces titres dans le cas de circonstances exceptionnelles indépendantes de sa volonté.

Ces TSDI, valorisés au cours du jour de l'émission (1 USD = 0,85059 euro), juridiquement perpétuels, sont enregistrés au passif du bilan dans un compte "Autres fonds propres" et sont conservés à la valeur historique, aucun risque de change n'étant par ailleurs encouru.

Ces titres font l'objet d'une rémunération perpétuelle, payable semestriellement à terme échu, au taux du Libor à 6 mois, majoré de 0,70 %.

Le montant du dépôt qui a été déduit de cette émission, soit 76 085 000 USD, et versé à une société d'investissement est comptabilisé dans le compte "Autres immobilisations financières". En contrepartie, cette société servira à AREVA, dès le début de la seizième année suivant l'émission des TSDI, des intérêts d'un montant équivalent à celui que AREVA sera amené à verser après la quinzième année aux détenteurs des TSDI Ce dépôt, valorisé au cours du jour de l'émission des TSDI (1 USD = 0,85059 euro) n'est pas remboursable, excepté dans le cas de circonstances exceptionnelles et figure à l'actif du bilan pour son montant historique.

5.7.4.11. Informations concernant les entreprises liées

(Décret 83 - 1020 du 29-11-1983 - Articles 24-15)

Postes du bilan

	Montant concernant les entreprises		Montant des dettes ou des créances représentées par des effets de commerce
	Liées	Avec lesquelles la Société a un lien de participation	
IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES			
Participations	1 920 634	-	-
Créances rattachées à des participations	467 358	-	-
Prêts	1	-	-
Autres titres immobilisés	-	-	-
Autres immobilisations financières	20	-	-
Total immobilisations	**2 388 013**	**-**	**-**
CRÉANCES			
Créances clients et comptes rattachés	57 580	-	-
Autres créances	47 258	-	-
Capital souscrit, appelé, non versé	-	-	-
Total créances	**104 838**	**-**	**-**
Valeurs mobilières de placement	-	-	-
Disponibilités	683 154	-	-
DETTES			
Emprunts et dettes financières divers	3 074 269	-	-
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	-	-	-
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	30 421	-	-
Autres dettes	3 728	-	-
Total dettes	**3 108 418**		

Postes du compte de résultat

	Montant concernant les entreprises		Montant des dettes ou des créances représentées par des effets de commerce
	Liées	Avec lesquelles la Société a un lien de participation	
CHARGES ET PRODUITS FINANCIERS			
Produits financiers	227 342	-	-
Charges financières	115 667	-	-
Total	**343 009**	**-**	**-**

5.7.4.12. Résultat et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices

(en milliers d'euros)	2001	2002	2003	2004	2005
CAPITAL EN FIN D'EXERCICE					
Capital social	1 346 823	1 346 823	1 346 823	1 346 823	1 346 823
Nombre d'actions ordinaires	34 013 593	34 013 593	34 013 593	34 013 593	34 013 593
Nombre d'actions à dividende prioritaire	1 429 108	1 429 108	1 429 108	1 429 108	1 429 108
OPÉRATIONS ET RÉSULTAT					
Chiffre d'affaires HT	55 618	73 133	36 046	86 585	97 983
Résultat avant impôts, participation et dotations aux amortissements et aux provisions	193 610	1 084 311	598 720	306 817	(1 952 579)
Impôts sur les bénéfices	(49 667)	17 662	(56 566)	(30 444)	(97 489)
Participation des salariés					
Résultat après impôts, participation et dotations aux amortissements et aux provisions	(712 961)	216 230	372 444	301 555	347 951
Résultat distribué	219 745	219 745	219 745	339 896	*
RÉSULTATS PAR ACTION *(en euros)*					
Résultat après impôts, participation, mais avant dotations aux amortissements et aux provisions	7	30	18	10	(53)
Résultat après impôts, participation et dotations aux amortissements et aux provisions	(20)	6	11	9	10
Dividende attribué	6	6	6	10	*
PERSONNEL					
Effectif moyen des salariés	108	189	197	161	184
Montant de la masse salariale de l'exercice	14 766	18 337	17 726	16 582	17 751
Montant des sommes versées en avantages sociaux (Sécurité sociale, œuvres sociales, etc…)	7 335	6 826	8 005	8 526	9 073

** Pour 2005 : en attente des décisions de l'Assemblée Générale Annuelle.*

5.7.5. NOTES SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT

5.7.5.1. Résultat d'exploitation

Le chiffre d'affaires est constitué :

- des refacturations aux filiales d'une redevance de marque et d'une redevance de services partagés pour un total de 76 871 milliers d'euros.

  La redevance de marque est appliquée à l'ensemble du Groupe sur la base de 0,5 % du chiffre d'affaires contributif. La redevance de services partagés n'est facturée qu'au seul périmètre français, pour un taux de 0,6 % du chiffre d'affaires contributif.

- des revenus des activités immobilières pour 7 506 milliers d'euros,

- de refacturation de mise à disposition de personnel pour 3 674 milliers d'euros.

Les charges d'exploitation résultent de l'activité propre au holding et des services apportés aux filiales. La perte d'exploitation s'élève ainsi à 81 583 milliers d'euros.

5.7.5.2. Résultat financier

Le résultat financier comprend entre autres :

• des dividendes sur titres de participations	138 720 milliers d'euros
• des produits de placements	19 735 milliers d'euros
• des dividendes Total	11 489 milliers d'euros
• une charge nette sur comptes courants	(19 694) milliers d'euros
• un résultat de change et charge de report/déport	(15 287) milliers d'euros
• une charge financière au titre du TSDI	(5 878) milliers d'euros
• un résultat de cession d'autres titres	(1 548) milliers d'euros
• des reprises de provisions à caractère financier (garantie de cours Framépargne notamment)	16 168 milliers d'euros

5.7.5.3. Résultat exceptionnel

Le résultat exceptionnel inclut :

• le résultat de cession des titres de participation FCI (y compris reprise de provision sur titres)	208 450 milliers d'euros
• le résultat de cession d'un ensemble immobilier à Chalon-sur-Saône	1 969 milliers d'euros

5.7.5.4. Impôts sur les bénéfices

L'impôt sur les sociétés est constitué d'un produit pour l'exercice 2005 de 97 489 milliers d'euros, déterminée par application des règles spécifiques du bénéfice fiscal consolidé. Il comprend en particulier le produit d'impôt propre à l'exercice 2005, la variation de la charge d'impôt définitive de l'exercice 2004 et l'impôt acquitté par les filiales intégrées.

Le résultat fiscal d'AREVA est déficitaire au titre de l'exercice. Deux évènements majeurs sont notamment à l'origine de ce déficit, d'une part la cession de FCI et d'autre part le résultat fiscal déficitaire de COGEMA SA (société intégrée fiscalement), principalement du fait de la dotation d'une provision pour stockage profond.

Dans ces conditions, AREVA ne doit donc acquitter aucun IS au titre de l'exercice et constatera même un profit d'impôt qui résulte principalement des économies d'impôts réalisées du fait des régimes d'intégration fiscale et de consolidation fiscale dont AREVA bénéficie en sa qualité de société tête de groupe.

Les économies d'impôt résultant de l'intégration fiscale et du BFC s'élèvent respectivement à :

• au titre de l'intégration fiscale	63 993 milliers d'euros
• au titre du bénéfice fiscal consolidé	30 363 milliers d'euros

complétées des éléments de régularisation de la liquidation d'impôt 2004, et autres ajustements sur le BFC 2004 estimé, pour un total de 3 133 milliers d'euros,

Le total du produit d'impôt de l'exercice s'élève à 97 489 milliers d'euros.

Complétée de la dotation nette à la provision pour impôt latent de 48 230 milliers d'euros et après prise en compte de la reprise de provision au titre de la restitution du BFC 2001 pour 25 264 milliers d'euros, l'impact global sur les comptes des évènements relatifs à l'impôt sur les sociétés représente ainsi un total net de 74 523 milliers d'euros.

5.7.6. INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

5.7.6.1. Effectifs

Au 31 décembre 2005, l'effectif de la Société est de 184 personnes et se répartit de la manière suivante.

	2005	2004	2003
Cadres	125	111	131
Agents de maîtrise	24	14	22
Employés	35	36	44
Total	**184**	**161**	**197**

5.7.6.2. Retraite et autres avantages au personnel

La société AREVA SA, verse à ses salariés qui partent à la retraite une indemnité de fin de carrière qui est fonction de leur rémunération et de leur ancienneté.

Ce régime, dit à prestations définies, est comptabilisé conformément aux principes comptables définis dans la note 5.7.3.1.

La société AREVA SA fait appel à des actuaires indépendants pour évaluer ses engagements chaque année.

Rapprochement avec le bilan

(en millions d'euros)	31 décembre 2005
Total provisions pour retraite et autres avantages au personnel	1 404

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour l'évaluation sont les suivantes :

(en %)	2004	2005
Inflation	2,00	2,00
Taux d'actualisation	4,50	4,25

- Tables de mortalité utilisées : TV 88-90
- Âge de départ à la retraite pour les cadres 63 ans et 61 ans pour les non cadres.
- Taux de sortie moyen

(en %)	Cadres	Non cadres
< 30 ans	1,60	1,60
30-39	1,60	1,60
40-49	1,60	1,60
50-54	1,60	1,60
55 et plus	0,00	0,00

- Hypothèse d'augmentation de salaire retenue nette d'inflation

(en %)	Cadres	Non cadres
< 30 ans	1,50	0,50
30-39	1,50	0,50
40-49	1,50	0,50
50-54	1,50	0,50
55 et plus	1,50	0,50

Analyse du montant net comptabilisé

(en milliers d'euros)	31 décembre 2005
	IFC
Dette actuarielle	1 632
Juste valeur des actifs de couverture	-
Écarts actuariels non comptabilisés	(228)
Coût des services passés non comptabilisés	-
Montant net comptabilisé	**1 404**

Analyse de la charge de l'exercice

Variation de la provision

(en milliers d'euros)	31 décembre 2005
Solde retraité à l'ouverture	1 234
Charge totale	170
Cotisations et prestations payées	0
Solde comptabilisé	**1 404**

Charges constatées en 2005

(en milliers d'euros)	IFC
Coût des services rendus de la période	103
Coût sur actualisation	67
Rendement attendu des actifs de couverture	-
Amortissement des pertes ou gains actuariels	-
Amortissement du coût des services passés	-
Effet de mise en place, réductions, cessations de plans	-
Total de la charge de l'exercice	**170**

5.7.6.3. Informations en matière de crédit-bail

Aucun crédit-bail n'est intervenu au cours de l'exercice 2005.

5.7.6.4. Exposition de la société aux risques de marché

Objectifs généraux et risque de contrepartie

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux risques de cours de change, de taux d'intérêts, de cours de matières premières et du cours de certains titres cotés. Ces instruments, sauf cas particuliers (couverture de change globale en période d'offre notamment) sont généralement qualifiés de couvertures d'actifs, de passifs ou d'engagements spécifiques du Groupe.

Le Groupe gère le risque de contrepartie associé à ces instruments au moyen d'une centralisation des engagements et de procédures spécifiant par nature les limites et qualités de contrepartie.

La gestion des risques de taux et de matières premières est centralisée au niveau de la maison mère. La gestion des risques de change est centralisée pour la plupart des sociétés du Groupe au niveau de la maison mère ou effectuée en concertation avec la maison mère pour quelques filiales qui gèrent un risque de change en leur nom propre.

Risque de change

Le Groupe utilise les achats et ventes à terme de devises et autres produits dérivés pour couvrir :

- les risques transactionnels des filiales exposées à des risques de change issus de créances, de dettes et d'engagements fermes ou de flux futurs hautement probables. Ces risques sont couverts systématiquement dès leur naissance.

  Pour certains contrats, les risques transactionnels en phase d'offre peuvent faire l'objet de contrats d'assurances spécifiques (contrats Coface, par exemple) ou sont gérés globalement au sein du Groupe. Certaines expositions sont identifiées à l'aide d'un budget annuel ou pluriannuel, les risques correspondants à un pourcentage du budget estimé sont alors couverts.

- les risques bilanciels relatifs à des prêts à des filiales dans une devise autre que leur devise de comptabilisation quand un financement dans la devise dans laquelle elles opèrent n'a pas été mis en place.

Les swaps de change sont utilisés par le Groupe pour gérer sa trésorerie devises.

AREVA	Montants notionnels des contrats par date de maturité au 31 décembre 2005							Valeur de marché
(en millions d'euros)	2006	2007	2008	2009	2010	> 5 ans	Total	
INSTRUMENTS DE CHANGE								
Swaps de devises - emprunteurs								
Dollar US contre euro	479,2	80,3	6,2	4,1	1,2	-	571,1	(15,08)
Dollar canadien contre euro	195,9						195,9	(25,1)
Livre sterling contre euro	79,8						79,8	(0,1)
Dollar australien contre euro	61,9						61,9	0,0
Franc suisse contre euro	13,8	0,9					14,7	0,1
Yen contre euro	8,3						8,3	0,0
Dollar US contre dollar canadien	2,5						2,5	0,0
Dollar US contre livre sterling	0,5						0,5	0,0
Autres devises	121,1						121,1	(3,0)
Swaps de devises - prêteurs								
Dollar US contre euro	248,3	67,0	0,1	0,1	0,2	0,1	315,8	5,5
Dollar canadien contre euro	181,6	3,9			0,3	0,2	186,0	25,8
Dollar australien contre euro	140,1						140,1	(1,2)
Franc suisse contre euro	50,5						50,5	(0,3)
Livre sterling contre euro	17,0	1,9					18,9	0,3
Yen contre euro	3,5						3,5	(0,1)
Dollar US contre dollar canadien	0,9						0,9	0,0
Dollar US contre livre sterling	0,3						0,3	0,0
Autres devises	91,2	0,9					92,1	1,51
Contrats à terme - acheteur								
Dollar US contre euro	483,0	144,6	33,1	20,7	15,8	1,0	698,1	25,72
Dollar US contre livre sterling	25,4	46,8	20,3	23,5	2,7		118,7	0,203
Livre sterling contre euro	95,2	23,1	6,5					0,346
Franc Suisse contre euro	79,1	14,7	1,1	0,7			95,7	(1,358)
Dollar US contre pesos mexicain	76,8	0,4					77,2	(0,389)
Dollar US contre dollar canadien	65,8						65,8	(6,886)
Dollar australien contre euro	40,3						40,3	(0,797)
Yen contre euro	16,4	16,8	0,5				33,6	(0,840)
Dollar canadien contre euros	23,5	1,2	4,5	0,3		1,0	30,6	1,266
Autres devises	85,1	106,4	7,7	0,7	0,5		200,3	0,47
Contrats à terme - vendeur								
Dollar US contre euro	461,5	150,7	32,8	16,0	17,4	0,9	679,2	(22,688)
Livre sterling contre euro	80,9	23,1	6,5				110,5	0,142
Dollar US contre livre sterling	25,4	46,8	20,3	23,5	2,7		118,7	(0,177)
Franc suisse contre euro	78,2	15,7	3,0	0,7			97,7	1,560
Dollar US contre pesos mexicain	76,8	0,4					77,2	0,389
Dollar US contre dollar canadien	66,1						66,1	6,909
Dollar australien contre euro	39,3						39,3	0,807
Dollar canadien contre euro	24,7	5,1	4,5	0,3	0,3	1,0	35,8	(2,086)
Yen contre euro	15,4	17,6	0,5				33,4	1,016
Autres devises	96,6	94,3	7,7	0,7	0,5		199,8	(0,29)
Options de change								
Call - acheteur								
Call - vendeur								
Put - vendeur								
Tunnels								

Les montants notionnels exprimés en devises étrangères sont convertis en euros sur la base du taux de change de clôture sauf currency swap.

Risque de taux

Le Groupe utilise plusieurs types d'instruments financiers, en fonction des conditions de marché, pour contrôler la répartition de la dette à taux fixe et taux variable et la répartition des placements. Les instruments sont principalement des contrats de swaps pour la gestion de la dette et des placements de trésorerie, et des contrats à terme de futures de taux pour la gestion des placements de taux à moyen terme.

AREVA	Montants notionnels des contrats par date de maturité au 31 décembre 2005							
(en millions d'euros)	2006	2007	2008	2009	2010	> 5 ans	Total	Valeur de marché
INSTRUMENTS DE TAUX taux fixe								
Swaps de taux - receveurs fixes								
Euro [2,5350 %]	40,0	-	-	-	-	-	40,0	0,0
Dollar US [2,5350 % - 5,7391 %]	161,06	-	-	-	-	-	161,0	0,6
Swaps de taux - payeurs fixes								
Euro [2,1 % - 2,415 %]	445,94	-	-	-	-	-	445,94	0,0
Dollar US [2,5350 % - 5,7391 %]	161,06	-	-	-	-	-	161,0	(0,6)
Currency swaps - variable/variable								
Swap payeur taux variable en dollars	-	60,2	12,5	-	-	-	73,0	(0,9)
Swap receveur taux variable en dollars	-	60,2	12,5	-	-	-	73,0	0,9

Risque sur matières premières

Le Groupe utilise des instruments financiers (achats ou ventes à terme, swaps commodities) pour réduire le risque de volatilité des cours sur des matières premières entrant dans la fabrication de ses produits (notamment l'or, le cuivre, l'aluminium et l'argent) ou couvrir son activité de producteur (filiales de production d'or de AREVA NC). Il s'agit dans tous les cas de couvertures de type budgétaire.

	Montants notionnels des contrats par date de maturité au 31 décembre 2005							
(en millions d'euros)	2006	2007	2008	2009	2010	> 5 ans	Total	Valeur de marché
MATIÈRES PREMIÈRES								
Or								
Contrats à terme - acheteur	1,9	-	-	-	-	-	1,9	0,3
Contrats à terme - vendeur	1,9	-	-	-	-	-	1,9	(0,3)
Options-acheteur CALL	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuivre								
Contrats à terme - acheteur	43,6	3,2	-	-	-	-	46,8	9,5
Contrats à terme - vendeur	43,6	3,2	-	-	-	-	46,8	(9,5)
Options-acheteur CALL	-	-	-	-	-	-	-	-
Options-vendeur CALL	-	-	-	-	-	-	-	-
Argent								
Contrats à terme - acheteur	-	0,3	-	-	-	-	0,3	0,1
Contrats à terme - vendeur	-	0,3	-	-	-	-	0,3	(0,1)
Options-acheteur CALL	-	-	-	-	-	-	-	-
Options-vendeur PUT	-	-	-	-	-	-	-	-
Aluminium								
Contrats à terme - acheteur	2,3	0,4	-	-	-	-	2,7	0,4
Contrats à terme - vendeur	2,3	0,4	-	-	-	-	2,7	(0,4)
Options-acheteur CALL	-	-	-	-	-	-	-	-
Options-vendeur PUT	-	-	-	-	-	-	-	-

Risque sur actions

Le Groupe peut être amené à gérer son portefeuille d'investissements à long terme en adossant des achats et des ventes d'options à des actions détenues en portefeuille. Aucune opération n'était en cours en fin d'année.

Valeur de marché des instruments financiers

La valeur de marché des instruments a été fournie par les banques et établissements financiers contreparties des transactions du Groupe AREVA ou calculée selon les méthodes standards à partir des conditions de marché en date de clôture.

5.7.6.5. Engagements hors bilan hors crédit-bail

Le Groupe a mis en place une procédure destinée à identifier et à fiabiliser le montant des engagements hors bilan communiqué dans l'annexe. Ce dispositif repose sur la définition des principaux types d'engagement et de leur mode d'évaluation. Il établit par ailleurs les règles de collecte et de contrôle de ces informations en s'appuyant notamment sur la circularisation des tiers concernés.

En ce qui concerne les garanties de passif données ou reçues, la date d'échéance portée dans les tableaux qui suivent correspond à la date limite de dépôt des demandes d'action en garantie ("claims").

5.7.6.5.1. Engagements donnés

(en milliers d'euros)	Total	< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans
Total engagements donnés liés à l'exploitation	**435 956**	**184 717**	**204 295**	**46 944**
Total garanties de marchés données	400 354	184 717	204 295	11 342
- Garantie de bonne exécution ou de bonne fin	*220 756*	*74 068*	*135 346*	*11 342*
- Garanties de "garantie après-vente"	*2 748*		*2 748*	
- Autres garanties sur contrats	*176 850*	*110 649*	*66 201*	
Autres engagements liés à l'exploitation	35 602			35 602
Total engagements donnés liés au financement	**1 040 825**	**652 551**	**371 802**	**16 472**
Lettres de confort accordées	40 936	22 185	18 476	275
Garanties & cautionnements accordés	996 302	627 035	353 070	16 197
Autres engagements accordés liés au financement	3 587	3 331	256	
Total autres engagements donnés	**303 449**	**35 750**	**267 270**	**429**
Clauses de retour à meilleure fortune accordées	429			429
Garanties de passif accordées	303 020	35 750	267 270	
Total engagements donnés	**1 780 230**	**873 018**	**843 367**	**63 845**
Cautions & garanties à première demande	1 314 000	664 861	632 938	16 201
Cautions & garanties conditionnelles	466 230	208 157	210 429	47 644

- Le Groupe a donné une garantie maison mère au client TVO dans le cadre du contrat EPR Finlande pour le montant total de son engagement et reçu, de la part de Siemens, une garantie à hauteur de sa quote-part.

  L'engagement net donné par le Groupe est compris entre 1,5 et 2 milliards d'euros. Cette valeur n'est pas intégrée dans le tableau récapitulatif.

- AREVA a par ailleurs donné une garantie spécifique sur la propriété des titres du pôle FCI cédé à Bain. Cette garantie plafonnée au prix de cession n'est pas reprise dans le tableau récapitulatif.

5.7.6.5.2. Engagements reçus

(en milliers d'euros)	Total	< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans
Sûretés personnelles et réelles reçues	24 300	23 734	566	-
Garanties de passif reçues	423 500	173 500	-	250 000
Total engagements reçus	**447 800**	**197 234**	**566**	**250 000**

5.7.6.5.3. Engagements réciproques

(en milliers d'euros)	Total	< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans
Options d'achat ou de vente de titres	395 624	395 624	-	-
Total engagements réciproques	**395 624**	**395 624**	**0**	**0**

Les engagements réciproques correspondent aux engagements suivants :

En 2003, AREVA a pris l'engagement auprès des actionnaires de la société Urenco d'acquérir 50 % des parts que ces derniers détiennent dans la société anglaise ETC ; cet engagement représente un montant maximal de 388 300 milliers d'euros, en complément des 150 000 milliers d'euros déjà versés le jour de la signature du protocole d'accord et figurant au bilan au poste "Autres immobilisations financières". Ce montant sera révisé sur la base de l'Euribor et pour la période courue entre le 1er janvier 2005 et la date de dénouement devant intervenir au plus tard le 31 décembre 2006.

Cet engagement est assorti de conditions suspensives et de garanties.

L'acquisition de 50 % des parts de ETC permettra à AREVA d'accéder à la technologie d'enrichissement de l'uranium par ultracentrifugation.

5.7.6.6. Rémunération des mandataires sociaux

Les rémunérations et avantages versés durant l'exercice aux mandataires sociaux (membres du Directoire et du Conseil de Surveillance) par la Société et les sociétés qu'elle contrôle ou la société qui la contrôle, selon l'article du Code de commerce L. 225-102-1 créé par la loi NRE du 15 mai 2001 puis modifié par la loi de sécurité financière du 1er août 2003, s'élèvent à 3 166 milliers d'euros.

5.7.6.7. Événements postérieurs à la clôture

Néant.

5.7.6.8. Litiges

Litiges fiscaux

Le groupe AREVA a fait l'objet, au cours des exercices 2003 et 2004, d'un contrôle fiscal portant sur les résultats déclarés au titre du bénéfice fiscal consolidé en 2000 et 2001. Le contrôle est maintenant clos et les conséquences financières définitives sont intégrées dans les comptes.

Enquête de la Commission Européenne sur des pratiques anticoncurrentielles sur le marché des "Gas Insulated Switchgears" (GIS).

Une enquête a été menée par la Commission Européenne concernant des pratiques anti-concurrentielles alléguées entre fournisseurs de GIS et a donné lieu à la mise en évidence de pratiques qui étaient totalement ignorées d'AREVA, au moment de l'acquisition. AREVA a collaboré pleinement avec la Commission dans l'établissement des faits. La Commission n'a pas encore émis de "notification des griefs" à l'encontre d'AREVA qui ne connaît pas la qualification des faits concernés. AREVA a associé Alstom à toutes ses démarches auprès de la Commission, AREVA estimant qu'il peut y avoir lieu à l'application de la garantie de passif concédé par Alstom, voire une sanction appliquée directement à Alstom. Cette enquête a généré des investigations de la part des autorités de la concurrence de la Hongrie, de la Nouvelle-Zélande, de l'Australie et du Mexique.

AREVA qui souhaite éradiquer toute pratique anti-concurrentielle de ses activités a eu divers échanges avec la Commission sur les actions qu'elle a prises pour s'en assurer. AREVA met en place un programme de conformité au sein de toutes ses unités.

5.7.6.9. Tableau des filiales et participations

(en milliers d'euros, sauf précision contraire)

Informations financières Filiales et participations	Capital	Primes, réserves et report à nouveau	Quote-part du capital détenue (en %)	Valeur brute comptable des titres détenus	Valeur nette comptable des titres détenus	Prêts et avances consentis non encore remboursés	Chiffre d'affaires (hors taxes) du dernier exercice écoulé	Bénéfice ou (perte) du dernier exercice clos	Dividendes encaissés au cours de l'exercice 2005
A. Renseignements détaillés concernant les filiales et participations (dont la valeur d'inventaire nette excède 1 % du capital d'AREVA)									
1. Filiales (plus de 50 % du capital détenu par AREVA)									
• Cédec 27/29, rue le Peletier - 75009 Paris	36 532	1 650	90	33 466	33 466	-	0	6 970	6 739
• Compagnie d'Étude et de Recherche pour l'Énergie (CERE) 27/29, rue le Peletier - 75009 Paris	247 500	10 358	100	251 541	251 541	-	0	5 401	6 600
• COGEMA (AREVA NC) 2, rue Paul Dautier - 78141 Vélizy Cedex	100 259	156 344	100	703 929	703 929	-	2 320 381	45 869	0
• Framatome ANP SAS (AREVA NP) Tour AREVA 92084 Paris La Défense Cedex	400 000	88 764	66	277 638	277 638	-	1 041 734	139 020	84 480
• FT1CI 27/29, rue le Peletier - 75009 Paris	54 006	684 551	100	54 889	54 889	-	0	144 883	22 323
• Frarea 27/29, rue le Peletier - 75009 Paris	6 375	81 132	100	30 940	30 940	-	0	2 977	0
• AREVA T&D Holding 27/29, rue le Peletier - 75009 Paris	500 037	(12 426)	100	500 000	500 000	331 742	0	2 516	0
• AREVA T&D Inc. 47 East Industrial Park Drive 3109 Manchester - New Hampshire - USA	n.d.	n.d.	100	37 761	37 761	-	n.d.	n.d.	0
2. Participations (de 10 % à 50 % du capital détenu par AREVA)									
• Eramet	78 659	714 932	26	291 693	291 693	-	842 948	n.d.	13 515
• Technicatome (AREVA TA)	20 000	32 455	25	14 042	14 042	-	248 051	23 496	2 629
• REpower	ND	ND	21	27 374	27 374	-	n.d.	n.d.	0
B. Renseignements globaux concernant les autres filiales et participations									
1. Filiales non reprises au paragraphe A									
a) Filiales françaises (ensemble)				8 444	2 403	1 136			
b) Filiales étrangères (ensemble)				4 929	4 425				1 162
2 - Participations non reprises au paragraphe A									
a) dans les sociétés françaises (ensemble)				659 327	653 581				1 273
b) dans les sociétés étrangères (ensemble)									

6 GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

6.1.	**Composition et fonctionnement des organes d'administration**	**398**
6.1.1.	Composition des organes d'administration	398
6.1.2.	Fonctionnement des organes d'administration	405
6.1.3.	Observations du Conseil de Surveillance sur le rapport de gestion du Directoire ainsi que sur les comptes de l'exercice 2005	411
6.1.4.	Rapport du Président du Conseil de Surveillance sur les conditions de préparation et d'organisation des travaux de son Conseil et les procédures de contrôle interne	412
6.1.5.	Rapport des Commissaires aux Comptes sur le rapport du Président du Conseil de Surveillance	415
6.2.	**Intérêts des dirigeants**	**416**
6.2.1.	Rémunération des mandataires sociaux	416
6.2.2.	Participation des dirigeants dans le capital	419
6.2.3.	Rapport spécial des Commissaires aux Comptes sur les conventions réglementées visées à l'article L. 225-88 du Code de commerce	419
6.2.4.	Honoraires d'Audit	421

6.3. Schémas d'intéressement du personnel 422
6.3.1. Plans d'épargne d'entreprise et supports d'investissement 422
6.3.2. Schémas d'intéressement et de participation 422
6.3.3. Actionnariat salarié 423
6.3.4. Options de souscription et/ou d'achat d'actions – Attribution gratuite d'actions 423
6.4. Charte des valeurs du groupe AREVA 424
6.5. Assemblée Générale Ordinaire Annuelle du 2 mai 2006 425
6.5.1. Ordre du Jour 425
6.5.2. Résolutions 425

6.1. Composition et fonctionnement des organes d'administration

6.1.1. COMPOSITION DES ORGANES D'ADMINISTRATION

6.1.1.1. Composition du Directoire

Le Directoire est composé de deux membres au moins et de cinq membres au plus nommés par le Conseil de Surveillance, qui confère à l'un des membres du Directoire la qualité de Président. Lorsque les actions d'AREVA sont admises aux négociations sur un marché réglementé, le nombre de membres du Directoire peut être porté à sept.

Les membres du Directoire sont obligatoirement des personnes physiques qui peuvent être choisies en dehors des actionnaires, et notamment parmi le personnel salarié d'AREVA. Si un membre du Conseil de Surveillance est nommé au Directoire, son mandat au Conseil prend fin dès son entrée en fonction.

Le Directoire est nommé pour une durée de cinq ans expirant lors de la première réunion du Conseil de Surveillance tenue après le cinquième anniversaire de cette nomination. Le Conseil de Surveillance peut, en cours de mandat du Directoire, nommer un nouveau membre du Directoire.

La décision d'augmenter le nombre de membres du Directoire par rapport à celui fixé lors de sa nomination ne peut être prise qu'avec l'accord du Président du Directoire.

Le mandat de membre du Directoire est renouvelable.

À la date du présent document de référence, les membres du Directoire sont les suivants :

Anne Lauvergeon (46 ans)

Présidente du Directoire d'AREVA depuis le Conseil de Surveillance du 3 juillet 2001, son mandat prendra fin lors du premier Conseil de Surveillance qui se tiendra après le 3 juillet 2006.

Madame Lauvergeon est Ingénieur en chef des Mines, ancienne élève de l'École Normale Supérieure et agrégée de sciences physiques.

Madame Lauvergeon a occupé plusieurs fonctions avant de rejoindre AREVA. En 1984, elle est chargée d'étudier au CEA les problèmes de sûreté chimique en Europe. En 1985, elle s'occupe de l'administration du sous-sol en Île-de-France. Elle a également occupé, à partir de 1988, la fonction d'adjoint du Chef de Service du Conseil Général des Mines. Madame Lauvergeon est chargée de mission pour l'économie internationale et le commerce extérieur à la Présidence de la République en 1990 et est nommée Secrétaire Général adjoint en charge auprès du Président de la République de l'organisation de sommets internationaux (G7) en 1991. Elle est Associé Gérant de Lazard Frères & Cie en 1995 et Directeur Général adjoint d'Alcatel Télécom en 1997.

Autres mandats :

- Président-Directeur Général d'AREVA NC depuis 1999,
- Présidente d'AREVA Enterprises Inc.,
- Vice-Présidente du Conseil de Surveillance de Safran,
- Administrateur de Suez, Total, AREVA T&D et Vodafone Group Plc (depuis le 1er novembre 2005).

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années :

- Représentant permanent d'AREVA au Conseil d'Administration de FCI jusqu'en novembre 2005,
- Administrateur de Pechiney jusqu'en 2002,
- Représentant permanent d'AREVA NC au Conseil d'Eramet et d'Usinor jusqu'en 2002,
- Représentant permanent d'AREVA NC au Conseil d'AREVA NP jusqu'en 2001.

Gérald Arbola (57 ans)

Directeur financier et membre du Directoire d'AREVA depuis le Conseil de Surveillance du 3 juillet 2001, son mandat prendra fin lors du premier Conseil de Surveillance qui se tiendra après le 3 juillet 2006.

Monsieur Arbola est diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et diplômé d'études supérieures en sciences économiques.

Monsieur Arbola a occupé plusieurs fonctions au sein du groupe COGEMA (devenu depuis AREVA NC) avant de rejoindre AREVA. Il intègre le groupe COGEMA en 1982 en qualité de Directeur du plan et des études stratégiques de SGN, de 1985 à 1989, Directeur financier, en 1988, Directeur Général adjoint de SGN, en 1992, Directeur financier de COGEMA et membre du Comité exécutif en 1999, tout en assurant la Présidence de SGN en 1997 et 1998.

Autres mandats :

- Président-Directeur Général de FT1CI et Président de Cogerap,
- Président du Conseil de Surveillance de STMicroelectronics Holding NV depuis le 1er mars 2005 et de STMicroelectronics NV depuis le 18 mars 2005,
- Président d'AREVA Finance/Gestion,
- Administrateur d'AREVA NC et AREVA T&D,
- Membre du Comité des directeurs d'AREVA NP.

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années :

- Administrateur d'Assystem jusqu'en 2003,
- Administrateur d'AREVA NP jusqu'en 2001.

Didier Bénédetti (53 ans)

Membre du Directoire d'AREVA depuis le Conseil de Surveillance du 15 octobre 2002 (nomination approuvée par décisions du Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et de la Ministre déléguée à l'industrie en date du 21 janvier 2003), son mandat prendra fin lors du premier Conseil de Surveillance qui se tiendra après le 3 juillet 2006.

Monsieur Bénédetti est ingénieur de l'École Supérieure d'Informatique, d'Électronique et d'Automatique (ESIEA) et diplômé de l'Institut d'Administration des Entreprises (IAE) de Paris.

Monsieur Bénédetti a occupé plusieurs fonctions au sein de Schlumberger, Thomson et Fiat avant d'intégrer AREVA. Il a été notamment Directeur Général adjoint de Thomson Brandt Armement, Vice-Président de Thomson Consumer Electronic et Directeur Général de l'ensemble des divisions du Pôle Habitacle de Magneti Marelli (groupe Fiat).

Autres mandats :

- Président d'AREVA EC (SAS),
- Directeur Général délégué et administrateur d'AREVA NC depuis juin 2002,
- Membre du Conseil d'Administration d'AREVA NC et membre du Conseil de Surveillance d'EURODIF SA,
- Administrateur de la Compagnie Nucléaire de Services (CNS),
- Membre du Comité de Directeurs de SET SAS (Société d'Enrichissement du Tricastin).

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années :

- Administrateur de Multiservices et Enseignements Pratiques.

Vincent Maurel (58 ans)

Membre du Directoire d'AREVA depuis le Conseil de Surveillance du 15 octobre 2002 (nomination approuvée par décisions du Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et de la Ministre déléguée à l'industrie en date du 21 janvier 2003), son mandat prendra fin lors du premier Conseil de Surveillance qui se tiendra après le 3 juillet 2006.

Monsieur Maurel est diplômé de l'École Polytechnique et de l'École Nationale Supérieure des Télécommunications.

Monsieur Maurel rejoint Framatome ANP (devenu depuis AREVA NP) en décembre 2000 en tant que Directeur du Pôle Enrichissement et membre du Comité exécutif, puis devient Président d'AREVA NP en décembre 2001. Avant cela, en 1974, il avait rejoint Thomson CSF avant de devenir Directeur Général adjoint et Directeur industriel d'Alcatel Telspace. Depuis 1993, Monsieur Maurel était en charge des secteurs turbines à vapeur et centrales électriques, puis Président de ABB Alstom Power France et de sa filiale de services.

Autres mandats :

- Membre du Conseil de Surveillance et du Shareholders Committee d'AREVA NP GmbH (Allemagne),
- Administrateur d'AREVA NP Inc. (États-Unis).

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années :

Néant.

Les membres du Directoire peuvent être contactés au siège de la Société, 27-29, rue Le Peletier à Paris (75009).

N.B : Par ailleurs, Jean-Lucien Lamy a été membre du Directoire jusqu'au 20 octobre 2005, date de sa démission à la suite de la cession de FCI, dont il était Président-Directeur Général.

6.1.1.2. Composition du Conseil de Surveillance

Les membres du Conseil de Surveillance sont désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires et des titulaires de certificats de droits de vote, à l'exception des membres élus par le personnel salarié et des représentants de l'État.

Le Conseil de Surveillance est composé de dix membres au moins et de 18 membres au plus, y compris trois membres élus par le personnel salarié dans les conditions décrites ci-après et, le cas échéant, des représentants de l'État désignés en application de l'article 51 de la loi n° 96-314 du 12 avril 1996. Les trois membres représentant le personnel salarié sont élus, le premier par le collège des ingénieurs, cadres et assimilés, les deux autres par le collège des autres salariés.

La durée des fonctions des membres du Conseil de Surveillance est de cinq ans. Les fonctions d'un membre du Conseil de Surveillance non élu par le personnel salarié prennent fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire ayant statué sur les comptes de l'exercice écoulé et tenue dans l'année au cours de laquelle expire le mandat dudit membre.

Les membres du Conseil de Surveillance, autres que les représentants de l'État et que les membres élus par les salariés, peuvent être révoqués par l'Assemblée Générale. Les fonctions d'un membre élu par le personnel salarié prennent fin soit lors de la proclamation des résultats de l'élection qu'AREVA est tenue d'organiser dans les conditions prévues par les statuts, soit en cas de cessation du contrat de travail ou de révocation dans les conditions prévues par les dispositions législatives et réglementaires en vigueur à la date de la révocation.

Les membres du Conseil de Surveillance élus par les salariés ne peuvent être que des personnes physiques. Les membres du Conseil de Surveillance non élus par les salariés peuvent être des personnes physiques ou des personnes morales.

Sous réserve des dérogations prévues par la loi, chaque membre du Conseil de Surveillance doit être propriétaire d'au moins une action.

Le Conseil de Surveillance élit parmi ses membres un Président et un Vice-Président chargés de convoquer le Conseil et d'en diriger les débats, le Vice-Président assurant ces fonctions en cas d'absence ou d'empêchement du Président. Le Président et le Vice-Président sont des personnes physiques.

Au cours de l'année 2005, le Conseil de Surveillance du 8 mars 2005 a coopté Frédéric Lemoine en remplacement de Philippe Pontet, démissionnaire. L'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle d'AREVA du 12 mai 2005 a ratifié cette nomination. La nomination de Luc Rousseau, Directeur Général des Entreprises au Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, en remplacement de Jean-Pierre Falque-Pierrotin, est intervenue le 11 mars 2005.

Le Conseil de Surveillance est composé à la date du présent document, de 16 membres dont six (Messieurs Frédéric Lemoine, Euan Baird, Patrick Buffet, Thierry Desmarest, Gaishi Hiraiwa, Daniel Lebègue) sont indépendants au sens de la définition suivante : s'inspirant des principes de bonne gouvernance communément admis et notamment du Rapport Bouton, sont considérées comme indépendantes les personnes ne possédant pas ou ne représentant pas plus de 10 % du capital de la Société et n'ayant pas de lien financier ou commercial (en tant que client ou fournisseur) avec la Société.

Membres nommés par l'Assemblée Générale

Frédéric Lemoine (40 ans)

Il a été coopté par le Conseil de Surveillance du 8 mars 2005 en remplacement de Philippe Pontet, démissionnaire, la ratification de cette nomination par l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle d'AREVA étant intervenue le 12 mai 2005. Il a été élu **Président du Conseil de Surveillance** ainsi que Président du Comité stratégique le 8 mars 2005. Son mandat prendra fin lors de l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Frédéric Lemoine, Inspecteur des Finances, est diplômé de l'École des Hautes Études Commerciales et de l'Institut d'Études Politiques de Paris, et est ancien élève de l'École Nationale d'Administration.

Monsieur Lemoine a été, au cours de son parcours professionnel, Secrétaire Adjoint à la Présidence de la République française de 2002 à 2004.

Autres mandats :

- Gérant de LCE SARL,
- Administrateur et Président du Comité d'audit et des comptes de Groupama SA,
- Administrateur de Flamel Technologies.

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années :

- Administrateur de Cap Gemini France, Cap Gemini Hollande, Cap Gemini UK, Cap Gemini Poland et Cap Gemini Korea jusqu'en 2002.

Alain Bugat (57 ans)

Il a été nommé membre du Conseil de Surveillance le 23 janvier 2003, sa nomination étant ratifiée par l'Assemblée Générale du 12 mai 2003, il est devenu **Vice-Président du Conseil de Surveillance** le 12 juin 2003. Son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Alain Bugat est diplômé de l'Ecole Polytechnique, ingénieur général de l'Armement et diplômé de l'Ecole Nationale des Techniques Avancées.

Autres mandats :

- Administrateur général et Président du Conseil d'Administration du CEA,
- Administrateur de DCN SA,
- Administrateur représentant de l'État au Conseil d'Administration de AREVA NC,
- Membre du Conseil de Surveillance de CDC Entreprises,
- Membre du Conseil de l'Agence Nationale de la Recherche Technologique (ANRT) – Association.

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années :

- Administrateur d'EDF jusqu'en 2004,
- Président du Conseil d'Administration de AREVA TA jusqu'en 2002,
- Président du Conseil de Surveillance de MVI technologies jusqu'en 2003.

Euan Baird (68 ans)

Il a été nommé membre du Conseil de Surveillance par l'Assemblée Générale du 18 juin 2001, son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Euan Baird est diplômé de l'Université de Cambridge.

Autres mandats :

- Administrateur de ScottishPower et de la Société Générale,
- Membre du Conseil Consultatif de la Banque de France.

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années :

- Président-Directeur Général de Schlumberger jusqu'en 2002,
- Administrateur de The Haven Trust Management jusqu'en 2003,
- Administrateur de Rolls Royce jusqu'en 2004.

Patrick Buffet (52 ans)

Il a été nommé membre du Conseil de Surveillance par l'Assemblée Générale du 18 juin 2001, son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Patrick Buffet est ingénieur au corps des mines. Il est Délégué Général de Suez.

Autres mandats :

- Administrateur de Electrabel, Fabricom, Suez Tractebel, FLUXYS et SES (Suez Énergie Services),
- Membre du Conseil de Surveillance de Astorg Partners et IXIS-CIB,
- Censeur de S.I. Finance, Caravelle et Neuf Télécom.

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années :

- Administrateur de Société Générale de Belgique, Tractebel, Degrémont, Suez Lyonnaise Telecom et du CEA jusqu'en 2003,
- Membre du Conseil de Surveillance d'Elyo jusqu'en 2002,
- Administrateur de Caravelle Finances jusqu'en 2001,
- Membre du Conseil de Surveillance de Panoramet,
- Représentant permanent de Suez au Conseil d'Administration de la Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain jusqu'en 2001.

Thierry Desmarest (60 ans)

Il a été nommé membre du Conseil de Surveillance par l'Assemblée Générale du 18 juin 2001, son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Thierry Desmarest est diplômé de l'Ecole Polytechnique et ingénieur en chef au corps des mines. Il est Président-Directeur Général de Total SA.

Autres mandats :

- Président-Directeur Général de Elf Aquitaine,
- Membre du Conseil de Surveillance d'Air Liquide,
- Administrateur de Sanofi-Aventis.

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années :

Néant.

Gaishi Hiraiwa (91 ans)

Il a été nommé membre du Conseil de Surveillance par l'Assemblée Générale du 3 septembre 2001, son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Gaishi Hiraiwa est Conseiller de l'Empereur du Japon et a été président de TEPCO.

Autres mandats :

- Administrateur des sociétés Kokyo Tatemono CO, Ltd, Three Hundred Club, World Trade Center Building Inc. et Nippon Television Network Corporation.

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années :

- Administrateur de Tôkô Tatemono Co. Ltd.jusqu'en 2004,
- Administrateur de Japan Oil Development Co. Ltd. Dai-Ichi Mutual Life Insurance Company, Japan Securities Finance Co. Ltd., Arabian Oil Co. Ltd., Sumitomo Mitsui banking Corporation jusqu'en 2002,

- Administrateur d'Indonesia LNG Co. Ltd., The International Oil Trading Co. Ltd., Japan Indonesia LNG Co. jusqu'en 2001,
- Membre du Conseil de Surveillance de Sunshine City Corporation, de Tokyo Gas Co. Ltd. jusqu'en 2001.

Daniel Lebègue (62 ans)

Il a été nommé membre du Conseil de Surveillance par l'Assemblée Générale du 18 juin 2001, son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Daniel Lebègue est diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et ancien élève de l'École Nationale d'Administration.

Autres mandats :

- Administrateur d'Alcatel, de SCOR, du Crédit Agricole SA et de Technip,
- Président de l'Institut Français des Administrateurs (association), de Transparence Internationale France (association), de l'Institut de Développement Durable et des Relations Internationales, et d'EUROFI.

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années :

- Président du Conseil d'Administration de Compagnie Financière Eulia,
- Administrateur de Thalès et de Gaz de France jusqu'en 2003,
- Administrateur de C3D jusqu'en 2002,
- Administrateur de Dexia jusqu'en 2001,
- Directeur Général de la Caisse des Dépôts et Consignations jusqu'en 2001,
- Président du Conseil de Surveillance de CDC IXIS,
- Membre du Conseil de Surveillance de CNP et de Caisse Nationale des Caisses d'Épargne jusqu'en 2002,
- Membre du Conseil de Surveillance de Club Méditerranée et de CDC IXIS Capital Market jusqu'en 2001.

Olivier Pagezy (38 ans)

Il est membre du Conseil de Surveillance depuis le Conseil de Surveillance du 12 juin 2003, sa nomination a été ratifiée par l'Assemblée Générale du 4 mai 2004. Son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Olivier Pagezy est diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et ancien élève de l'École Nationale d'Administration.

Olivier Pagezy est Directeur financier du CEA.

Autres mandats :

- Administrateur de CEA Valorisation et de Co-Courtage Nucléaire.

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années :

Néant.

Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA), représenté par Jacques Bouchard

Le CEA est membre du Conseil de Surveillance depuis le Conseil de Surveillance du 18 juillet 2001, sa nomination a été ratifiée par l'Assemblée Générale du 3 septembre 2001. Son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Le CEA est représenté par Jacques Bouchard (66 ans).

Jacques Bouchard est diplômé de l'École Centrale des Arts et Manufactures.

Autres mandats :

- Représentant permanent du CEA au Conseil d'Administration de AREVA TA,
- Administrateur de AREVA NC et de la SFEN (association).

Autres mandats du CEA :

- Administrateur de Brevatome (société française pour la gestion des brevets d'applications nucléaires), de CEA Valorisation et de AREVA TA.

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années :

- Administrateur de Sofratome jusqu'en 2003.

Personnes dont la nomination au Conseil de Surveillance est proposée lors de l'Assemblée Générale du 2 mai 2006

Les résolutions présentées par l'État actionnaire à l'Assemblée Générale d'AREVA du 2 mai 2006 (cf. section 6.5.2) proposent de nommer comme membres du Conseil de Surveillance pour une durée de cinq ans prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui statuera en 2011 sur les comptes de l'exercice 2010 les personnes suivantes : MM. Patrick Buffet, Alain Bugat, le Commissariat à l'Énergie Atomique, MM. Thierry Desmarest, Oscar Fanjul, Frédéric Lemoine et Philippe Pradel et Mme Guylaine Saucier, en remplacement des membres du Conseil de Surveillance nommés par l'Assemblée Générale dont les mandats arrivent à terme à l'issue de l'Assemblée Générale du 2 mai 2006.

Membres représentant l'État, nommés par arrêté

Luc Rousseau (49 ans)

Il a été nommé par arrêté ministériel du 11 mars 2005, publié au JO du 25 mars 2005, en remplacement de Jean-Pierre Falque-Pierrotin. Son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Luc Rousseau est diplômé de l'École Polytechnique et ingénieur au corps des mines.

Monsieur Rousseau occupe les fonctions de Directeur Général des Entreprises au Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie.

Autres mandats :

- Membre du Comité de l'Énergie Atomique,
- Commissaire du Gouvernement au Conseil d'Administration de La Poste et de l'OSEO Anvar,
- Commissaire du Gouvernement au Conseil de Surveillance de l'AII,
- Membre du Conseil d'Administration du GIP ANR.

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années :

Néant.

Dominique Maillard (56 ans)

Il a été nommé par arrêté ministériel du 28 juin 2001, publié au JO du 30 juin 2001. Son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Dominique Maillard est diplômé de l'École Polytechnique et ingénieur au corps des mines. Il occupe les fonctions de Directeur Général de l'Énergie et des Matières Premières au Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie.

Autres mandats :

- Administrateur, représentant de l'État au Conseil d'Administration de La Poste, de l'ERAP et de l'Institut Français du Pétrole,
- Commissaire du Gouvernement auprès de AREVA NC, de l'ANDRA et de la Commission de Régulation de l'Electricité,
- Membre du Comité directeur de l'Agence Internationale de l'Énergie et du Comité de l'Énergie Atomique.

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années :

- Directeur Général de l'Énergie et des Matières premières jusqu'en 2001,
- Administrateur, représentant l'État, au Conseil d'Administration de l'ADEM.

Jean-Pierre Lafon (65 ans)

Il a été nommé par arrêté ministériel du 15 décembre 2004 publié au JO du 24 décembre 2004, en remplacement de Hubert Colin de Verdière. Son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Jean-Pierre Lafon est agrégé de mathématiques. Il a occupé jusqu'au 31 mars 2006, les fonctions de Secrétaire Général du Ministère des affaires étrangères.

Autres mandats :

- Représentant de l'État au Conseil d'Administration de l'ENA,
- Administrateur de GIP/France-coopération internationale, d'EDF, de l'AFAA (Association Française d'Action Artistique),
- Membre du Comité de l'Énergie Atomique.

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années :

Néant.

Bruno Bézard (42 ans)

Il a été nommé par arrêté ministériel du 22 juillet 2002 publié au JO du 26 juillet 2002, en remplacement de Nicolas Jachiet. Son mandat prendra fin à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2005.

Bruno Bézard est diplômé de l'École Polytechnique et ancien élève de l'École Nationale d'Administration. Il occupe les fonctions de Chef du Service des Participations et Directeur Général Adjoint de l'Agence des Participations de l'État à la Direction Générale du Trésor et de la Politique Économique du Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie.

Autres mandats :

- Administrateur de SNCF, EDF, France Télévisions et de La Poste.

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années :

- Administrateur de Renault jusqu'en 2003.

Membres représentant les salariés et élus par le personnel

Jean-Claude Bertrand (54 ans)

Élu par le collège des salariés lors des élections du 28 mai 2002, entérinées par le Comité d'Entreprise du 12 juillet 2002, il est entré en fonction lors du Conseil de Surveillance du 25 juillet 2002. Son mandat prendra fin à l'issue des élections de 2007.

Monsieur Bertrand est chargé des missions développement économique local AREVA NC/Pierrelatte.

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années :

Néant.

Gérard Melet (48 ans)

Élu par le collège des salariés lors des élections du 28 mai 2002, entérinées par le Comité d'Entreprise du 12 juillet 2002, il est entré en fonction lors du Conseil de Surveillance du 25 juillet 2002. Son mandat prendra fin à l'issue des élections de 2007.

Monsieur Melet est acheteur AREVA NC/La Hague.

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années :

Néant.

Alain Vivier-Merle (57 ans)

Élu par le collège des ingénieurs et des cadres lors des élections du 20 juin 2002, entérinées par le Comité d'Entreprise du 12 juillet 2002, il est entré en fonction au Conseil de Surveillance du 25 juillet 2002. Son mandat prendra fin à l'issue des élections de 2007.

Monsieur Vivier-Merle est chargé de Mission Stratégie et Marketing AREVA NP-Lyon.

Autres mandats :

- Président du Conseil de Surveillance de FCPE Framépargne,
- Membre du Conseil de Surveillance du FCPE AREVA diversifié équilibré.

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années :

- Président du Conseil de Surveillance de Sogeplan A jusqu'en 2004,
- Membre du Conseil de Surveillance du FCPE AREVA Monétaire jusqu'en 2004.

Assiste avec voix consultative aux réunions du Conseil de Surveillance, le représentant de la Délégation Unique du Personnel d'AREVA, Christophe Xerri.

Contrôle Général

Il est précisé que Madame Anne-Dominique Fauvet a été nommée chef de mission du contrôle général économique et financier près le CEA par arrêté ministériel du Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie du 15 février 2006. Elle est également chargée du contrôle général sur AREVA et assiste aux réunions du Conseil de Surveillance.

Censeurs

Les statuts d'AREVA prévoient en outre que le Conseil de Surveillance peut procéder à la nomination d'un ou plusieurs censeurs qui ont pour mission d'assister le Conseil de Surveillance dans l'exercice de sa mission de contrôle, et qui participent aux réunions du Conseil de Surveillance sans voix délibérative.

À la date du dépôt du présent document de référence, aucun censeur n'a été désigné.

Secrétaire du Conseil

Monsieur Bernard de Gouttes, Directeur juridique du Groupe, assure les fonctions de secrétaire du Conseil.

Les membres du Conseil de Surveillance peuvent être contactés au siège de la Société, 27-29, rue Le Peletier à Paris (75009).

6.1.1.3. Informations judiciaires, conflits d'intérêts et contrat de service

À la date du présent document de référence et à la connaissance d'AREVA :

- il n'existe pas de conflits d'intérêts potentiels entre les devoirs des membres du Conseil de Surveillance et du Directoire à l'égard d'AREVA et leurs intérêts privés ;
- il n'existe aucun lien familial entre les membres du Conseil de Surveillance et les membres du Directoire d'AREVA ;
- aucun des membres du Conseil de Surveillance ou du Directoire n'a fait l'objet d'une condamnation pour fraude prononcée au cours des cinq dernières années. Aucun de ces membres n'a participé en qualité de dirigeant à une faillite, mise sous séquestre ou liquidation au cours des cinq dernières années et aucun n'a fait l'objet d'une incrimination et/ou sanction publique officielle prononcée par une autorité statutaire ou réglementaire (y compris des organismes professionnels désignés). Aucun de ces membres n'a été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur ni d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur au cours des cinq dernières années ;
- il n'existe pas d'arrangement ou d'accord conclu avec les principaux actionnaires, ni avec des clients ou des fournisseurs ou autre, en vertu duquel un membre du Conseil de Surveillance ou du Directoire aurait été sélectionné en tant que membre de ses organes de surveillance ou de direction ;
- il n'existe pas de contrat de service liant un membre du Conseil de Surveillance ou du Directoire à AREVA ou à l'une quelconque de ses filiales et prévoyant l'octroi d'avantages au terme de ce contrat.

6.1.2. FONCTIONNEMENT DES ORGANES D'ADMINISTRATION

6.1.2.1. Fonctionnement du Directoire

Le Directoire est investi des pouvoirs les plus étendus à l'égard des tiers pour agir en toutes circonstances au nom d'AREVA sous réserve des pouvoirs expressément attribués par la loi et les statuts au Conseil de Surveillance et aux Assemblées. Les séances du Directoire donnent lieu à l'émission d'un compte-rendu écrit.

Le Directoire convoque les Assemblées d'actionnaires et de titulaires de certificats de droits de vote ainsi que les Assemblées Spéciales de titulaires de certificats d'investissement.

Le Directoire se réunit aussi souvent que l'intérêt d'AREVA l'exige, au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation. Le Directoire s'est réuni dix-sept fois en 2003, sept fois en 2004 et quinze fois en 2005 avec un taux de présence de 97 %.

Pour la validité des délibérations du Directoire, la présence effective de la moitié au moins des membres est nécessaire. Les décisions sont prises à la majorité des membres présents ou représentés et font l'objet d'un relevé.

Sur proposition du Président du Directoire et avec l'autorisation du Conseil de Surveillance, les tâches de direction peuvent être réparties entre les membres du Directoire. Le Conseil de Surveillance du 15 octobre 2002 a approuvé la répartition suivantes des fonctions entre les membres du Directoire : Anne Lauvergeon et Gérald Arbola sont plus particulièrement en charge des questions relevant de la Direction Générale du Groupe, Gérald Arbola est également en charge des Affaires Financières du Groupe, Didier Bénédetti est plus particulièrement chargé des activités de R&D du Groupe, Jean-Lucien Lamy des activités Achats du Groupe et Vincent Maurel des Systèmes d'Informations du Groupe. Jean-Lucien Lamy n'est plus en charge des Achats du Groupe depuis sa démission du Directoire en date du 20 octobre 2005, suite à la cession de FCI.

Le Président du Directoire représente AREVA dans ses rapports avec les tiers. Le Conseil de Surveillance peut, sur proposition du Président du Directoire, nommer parmi les membres du Directoire un ou plusieurs Directeurs Généraux, ayant pouvoir de représentation vis-à-vis des tiers. À ce jour, aucun des membres du Directoire ne s'est vu attribuer ce titre par le Conseil de Surveillance.

Le Directoire du 7 février 2003 a arrêté son règlement intérieur qui précise notamment :

- la répartition des fonctions entre les membres,
- les modalités de réunion du Directoire,
- les conditions de la délégation de pouvoirs par le Directoire à un de ses membres.

6.1.2.2. Fonctionnement du Conseil de Surveillance

Le Conseil de Surveillance exerce le contrôle permanent de la gestion d'AREVA par le Directoire. Le Conseil de Surveillance est régulièrement tenu informé par le Directoire, en prenant connaissance des rapports trimestriels de celui-ci, de la marche des affaires et de l'activité d'AREVA et du Groupe. Dans le cadre de sa mission de surveillance, il procède aux vérifications et contrôles qu'il juge nécessaires.

Le Conseil de Surveillance nomme les membres du Directoire, en désigne le Président et propose à l'Assemblée Générale leur révocation. Le Conseil de Surveillance peut convoquer l'Assemblée Générale.

Le Conseil de Surveillance se réunit au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans l'avis de convocation, sur convocation de son Président, ou, à défaut, du Vice-Président, et au moins une fois par trimestre pour examen du rapport du Directoire.

La présence effective de la moitié au moins des membres du Conseil est nécessaire pour la validité des délibérations. Les décisions sont prises à la majorité des voix des membres présents ou représentés. En cas de partage, la voix du président de la séance est prépondérante.

Le Conseil de Surveillance présente à l'Assemblée Générale Annuelle ses observations sur le rapport du Directoire ainsi que sur les comptes de l'exercice.

Depuis l'entrée en vigueur de la loi n° 2003-706 sur la sécurité financière du 1er août 2003 modifiée par la loi n° 2005-842 pour la confiance et la modernisation de l'économie du 26 juillet 2005, le Conseil de Surveillance prend chaque année connaissance du rapport de son Président sur les conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil et les procédures de contrôle interne.

Le Conseil de Surveillance donne au Directoire les autorisations préalables à la conclusion des opérations que celui-ci ne peut accomplir sans son autorisation. Il délibère sur la stratégie générale d'AREVA et du Groupe ; les budgets annuels et les plans pluriannuels d'AREVA, de ses filiales directes et du Groupe sont soumis à son approbation ainsi que les opérations des filiales, lorsque leur objet est visé à l'article 23-2 des statuts.

L'article 23-2 des statuts soumet à l'autorisation préalable du Conseil de Surveillance, dans la mesure où elles portent sur un montant supérieur à 80 millions d'euros, les décisions suivantes du Directoire :

- les émissions de valeurs mobilières, quelle qu'en soit la nature, susceptibles de modifier le capital social,

- les décisions significatives d'implantation en France et à l'étranger, directement par création d'établissement, de filiale directe ou indirecte, ou par prise de participation, ou les décisions de retrait de ces implantations,
- les opérations significatives susceptibles d'affecter la stratégie du Groupe et de modifier sa structure financière ou son périmètre d'activité,
- les prises, extensions ou cessions de participations dans toutes sociétés créées ou à créer,
- les échanges, avec ou sans soulte, portant sur des biens, titres ou valeurs, hors opérations de trésorerie,
- les acquisitions d'immeubles,
- en cas de litige, les traités, compromis ou transactions,
- les décisions relatives aux prêts, emprunts, crédits et avances,
- les acquisitions ou cessions, par tout mode, de toutes créances.

Par ailleurs, les propositions d'affectation du résultat de l'exercice social présentées par le Directoire sont soumises à l'approbation préalable du Conseil de Surveillance.

Le Conseil de Surveillance du 3 juillet 2001 a autorisé le Directoire à réaliser diverses opérations dans la limite des seuils suivants :

- les cessions d'immeubles par nature dans la limite d'un montant de 30 millions d'euros,
- la constitution de sûretés en garantie des engagements pris par la société dans la limite d'un montant de 80 millions d'euros par année et sous réserve que chaque engagement n'excède pas un montant de 30 millions d'euros.

Ce même Conseil a arrêté son règlement intérieur qui précise notamment :

- la création et le fonctionnement des quatre Comités décrits ci-après,
- les modalités de préparation des délibérations du Conseil de Surveillance,
- les conditions d'élaboration du calendrier des réunions du Conseil de Surveillance,
- les moyens mis à disposition des membres du Conseil de Surveillance élus par le personnel.

Conseil de Surveillance 2005

En 2005, le Conseil s'est réuni au siège social à huit reprises (taux de présence : 78 %).

Au cours de ses réunions, le Conseil de Surveillance s'est prononcé sur les questions suivantes :

- Le 8 mars 2005 : le Conseil de Surveillance a approuvé à l'unanimité le business plan, pris acte de l'existence d'un bénéfice de l'exercice 2004 de 301 555 millions d'euros et a approuvé la proposition de distribution d'un dividende net par action et par certificat d'investissement de 9,59 euros. Le Conseil a arrêté son rapport et pris connaissance du rapport de son Président en application de la loi de sécurité financière du 1er août 2003. Ce même Conseil a autorisé le Directoire à accorder des cautions, avals et garanties au titre des obligations de sa filiale AREVA T&D UK vis-à-vis des bailleurs des locaux qu'elle prend à bail pour les locaux de Glover Street, St Leonard et Speke Approach. Enfin, le Conseil a pris acte de la démission de Monsieur Philippe Pontet de ses fonctions de membre et de Président du Conseil de Surveillance et a coopté, en remplacement, Monsieur Frédéric Lemoine comme nouveau membre. Le Conseil l'a également élu comme Président du Conseil de Surveillance pour la durée du mandat de Monsieur Philippe Pontet restant à courir, soit jusqu'à l'Assemblée Générale Ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2005 et sous réserve de ratification lors de la prochaine Assemblée Générale Ordinaire. Cette ratification est intervenue à l'Assemblée Générale Ordinaire du 12 mai 2005. Ce même Conseil a élu Monsieur Frédéric Lemoine en qualité de Président du Comité stratégique.
- Le 12 mai 2005 : le Conseil de Surveillance, après avoir examiné l'alternative possible : "Bought Deal" proposé par la banque Lazard ou "Accelarated Book Building" proposé par la banque Calyon, a autorisé le Directoire à céder la participation du Groupe dans le capital de la société Assystem-Brime (28,8 %) en le chargeant de réaliser cette opération dans les meilleures conditions possibles.
- Le 28 juin 2005 : le Conseil de Surveillance a approuvé les propositions du Comité des rémunérations et des nominations concernant le montant des bonus attribués au titre de 2004, les éléments de la rémunération des membres du Directoire pour 2005 ainsi que l'indemnité forfaitaire annuelle allouée au Président du Conseil de Surveillance. Le Comité a également examiné le plan de restructuration à trois ans de T&D dont l'objectif est de rattraper la rentabilité des concurrents et d'améliorer le résultat opérationnel d'ici 2007 en agissant en priorité sur les lignes de produits et en se déployant sur les marchés à fort potentiel en Asie (Chine, Inde...). Ce même Conseil a pris acte de la cession préalablement autorisée, de la participation du Groupe dans le capital d'Assystem-Brime à la banque Lazard. Cette cession intervenue le 13 mai 2005 a permis de dégager globalement une plus-value de 66,7 millions d'euros sur les actions et 6,9 millions d'euros sur les bons de souscription d'actions remboursables en actions. Le Conseil a par ailleurs autorisé le Directoire à accorder des cautions, avals et garanties au titre des obligations de sa filiale AREVA T&D UK vis-à-vis des bailleurs des locaux qu'elle prend à bail pour les locaux de Frederick Road et de Lichfield Road.
- Le 6 septembre 2005 : le Conseil de Surveillance a autorisé sa filiale COGEMA(1) à souscrire à l'augmentation de capital de Suez visant à racheter la participation des minoritaires de sa

(1) dont le nom commercial est AREVA NC.

filiale belge Electrabel à concurrence du nombre de ses droits préférentiels de souscription, pour une valeur d'environ 50 millions d'euros et à acheter sur le marché un nombre de titres suffisant pour maintenir sa participation à un pourcentage au capital identique à celui existant, le tout pour un montant d'environ 110 millions d'euros.

- Le 19 septembre 2005 : le Directoire a présenté au Conseil de Surveillance l'accord visant à mettre en place un partenariat exclusif avec l'électricien américain Constellation Energy à travers une société commune "UniStarNuclear" pour la promotion de la vente d'au moins quatre EPR aux États-Unis. Ce Conseil a également approuvé le projet de cession de FCI à Bain Capital tel que présenté par le Directoire et a donné mandat à ce dernier pour finaliser ce contrat de cession. Le prix de cession des titres FCI valorise la société à 1,067 milliard d'euros en valeur d'entreprise. Le Conseil de Surveillance a autorisé le Directoire à acquérir en une ou plusieurs fois, auprès de sa filiale AREVA NC, l'intégralité des titres Suez anciennement détenus et éventuellement souscrits, sur la base de la moyenne des cours des vingt derniers jours de Bourse, dès lors que la trésorerie s'y prête après encaissement du produit de la cession de FCI. Le Conseil a par ailleurs examiné et discuté de la politique minière du Groupe en matière d'uranium. L'objectif ambitieux pour AREVA est de devenir le leader mondial en production et vente d'uranium. Le Conseil a souligné la nécessité d'identifier et de développer de nouveaux gisements en réactivant les efforts d'exploration.

- Le 28 septembre 2005 : le Conseil de Surveillance a autorisé sa filiale COGEMA(1) à céder la participation (7,76 %) qu'elle détient indirectement par l'une de ses filiales dans la société australienne ERA cotée en Bourse à Sydney et à réaliser cette cession pour un prix ne pouvant être inférieur à 10 dollars australiens par action, étant précisé que dans l'hypothèse où le prix de cession de cette société viendrait à se situer entre 10 et 12 dollars australiens par action, l'autorisation du Conseil serait subordonnée à un avis favorable du Comité d'audit.

- Le 2 décembre 2005 : le Conseil de Surveillance a autorisé sa filiale COGEMA(1) à céder la participation qu'elle détient indirectement dans la société australienne ERA et à réaliser en tout ou partie cette cession pour un prix ne pouvant être inférieur à 9 dollars australiens par action.

- Le 20 décembre 2005 : après avoir pris acte de la décision du Premier ministre de ne pas compter l'ouverture du capital d'AREVA au nombre des projets de son gouvernement, le Conseil de Surveillance a approuvé le projet de budget 2006 de la société, de ses filiales directes et du Groupe pour les pôles Amont, Réacteurs et Services, Aval et Transmission & Distribution. Après avoir examiné la stratégie à moyen terme d'AREVA T&D qui doit lui permettre de se développer sur des marchés et segments clés à l'international, notamment en Inde, Chine et Moyen-Orient, ce même Conseil a autorisé à nouveau le Directoire à accorder la garantie d'AREVA à l'effet de relever Alstom Holdings ou tout autre holding Alstom de ses obligations au titre des cautions et garanties précédemment émises pour ses activités T&D, transférées ou restant à transférer à AREVA, en vertu des accords entre AREVA et Alstom et notamment du Share Purchase Agreement du 25 septembre 2003. Ce Conseil a par ailleurs autorisé le Directoire à accorder des cautions, avals et garanties au nom d'AREVA en faveur de tiers pour un montant maximum de 550 millions d'euros au titre de l'exercice 2006. Le Conseil a en outre autorisé le renouvellement jusqu'au 1er janvier 2007 de la convention de garantie de liquidité entre Framépargne et Calyon et de la convention de garantie de valeur donnée par AREVA à Calyon, pour un montant maximum de 100 millions d'euros concernant les actions AREVA rachetées par Calyon à Framépargne. Enfin, le Conseil a décidé de compléter son règlement intérieur pour lui permettre ainsi qu'à ses Comités de se réunir en utilisant des moyens de visioconférence ou de télécommunication comme l'autorise désormais la loi du 26 juillet 2005 pour la confiance et la modernisation de l'économie.

(1) dont le nom commercial est AREVA NC.

Conseil de Surveillance 2006

Le Conseil de Surveillance du 8 mars 2006 a pris acte de l'existence d'un bénéfice de l'exercice de 347 950 millions d'euros et a approuvé la proposition de distribution d'un dividende net par action et par certificat d'investissement de 9,87 euros. Le Conseil a arrêté les termes de son rapport et pris connaissance du rapport de son Président sur les conditions de préparation et d'organisation des travaux de son Conseil et les procédures de contrôle interne, en application de la loi de sécurité financière du 1er août 2003 et de la loi pour la confiance et la modernisation de l'économie du 26 juillet 2005.

Comités institués par le Conseil de Surveillance

Le Conseil de Surveillance peut décider de la création en son sein de Comités dont il fixe la composition, les attributions et la rémunération éventuelle des membres, et qui exercent leur activité sous sa responsabilité. Le Conseil de Surveillance du 3 juillet 2001 a mis en place un Comité stratégique, un Comité d'audit et un Comité des rémunérations et des nominations. Le Conseil de Surveillance du 10 décembre 2002 a par ailleurs créé un Comité de suivi de la couverture des charges d'assainissement et de démantèlement.

Chaque réunion du Conseil est précédée en tant que de besoin de travaux approfondis des Comités spécialisés, dont le compte-rendu a été régulièrement diffusé aux membres du Conseil.

Comité stratégique

Le Comité stratégique comporte cinq membres désignés parmi les membres du Conseil de Surveillance. Les membres sont : Frédéric Lemoine (1) (Président, nommé le 8 mars 2005 en remplacement de Philippe Pontet), Dominique Maillard, Euan Baird, Patrick Buffet (1) et Bruno Bézard. Bernard de Gouttes assure les fonctions de secrétaire du Comité.

(1) Membres du Conseil de Surveillance indépendants.

Le Comité se réunit au moins une fois par semestre et autant de fois qu'il est jugé nécessaire pour accomplir sa mission, sur convocation de son Président ou de deux au moins de ses membres. Sa mission est d'éclairer le Conseil de Surveillance sur les objectifs stratégiques d'AREVA et de ses principales filiales et d'apprécier le bien-fondé et les conséquences des décisions stratégiques les plus importantes proposées par le Directoire au Conseil de Surveillance. Il veille à l'application de la politique stratégique d'AREVA et à sa mise en œuvre au niveau des filiales. Il peut faire procéder à toutes études qu'il juge pertinentes et peut proposer toutes les orientations qu'il juge nécessaires.

Le Comité stratégique s'est réuni cinq fois en 2005, avec un taux de présence de 72 % :

- Les 7 et 17 février 2005 : le Comité a examiné, au cours de ces deux séances, un éventuel projet de partenariat avec la société australienne WMC, productrice de métaux et notamment d'uranium, et les options stratégiques envisageables pour AREVA dans le cadre de ce projet.

- Le 23 février 2005 : le Comité s'est réuni notamment pour examiner le business plan 2005-2007 d'AREVA. Le Comité a émis un avis favorable sur ce business plan qui a été soumis pour approbation au Conseil de Surveillance.

- Le 20 juin 2005 : le Comité a procédé à un tour d'horizon de la stratégie d'AREVA au regard notamment de l'ajournement provisoire de l'ouverture de son capital et de la relance des programmes nucléaires dans divers pays. Chacun des membres du Comité a donné son point de vue sur différents aspects de la stratégie du Groupe : nucléaire, pôles Amont, Réacteurs et Services et Aval, énergies renouvelables, développement de Transmission & Distribution, situation de FCI, participations financières d'AREVA et enjeux commerciaux et stratégiques d'AREVA.

- Le 12 décembre 2005 : le Comité a examiné la stratégie d'AREVA T&D au-delà du plan à trois ans (2004-2006), en se faisant présenter les axes de croissance organique de T&D, son développement en Inde, en Chine et au Moyen-Orient. Le Comité a procédé également à un premier examen du bilan et des perspectives de la politique de recherche et de développement d'AREVA dont les enjeux sont déterminants pour la stratégie d'AREVA.

À la date du présent document de référence, aucun Comité stratégique ne s'est tenu depuis le 12 décembre 2005.

Comité d'audit

Le Comité d'audit comporte quatre membres désignés parmi les membres du Conseil de Surveillance. Les membres sont : Daniel Lebègue [(2)] (Président), Bruno Bézard, Jean-Claude Bertrand et Olivier Pagézy (nommé au Conseil de Surveillance du 9 janvier 2004 en remplacement de Philippe Rouvillois). Alain Salmon, Directeur délégué aux Participations du CEA, assure les fonctions de secrétaire du Comité. Le Président du Conseil de Surveillance assiste aux séances du Comité.

(2) Membre du Conseil de Surveillance indépendant.

Le Comité se réunit au moins une fois par trimestre et autant de fois qu'il est jugé nécessaire pour accomplir sa mission, sur convocation de son Président ou de deux au moins de ses membres. Il a pour mission d'apprécier et de contribuer à la définition des normes comptables, financières ou déontologiques, le cas échéant, qui devront être mises en œuvre par les différentes sociétés du Groupe tant en France qu'à l'étranger.

Il doit s'assurer de la pertinence et de l'efficacité de ces normes et de l'efficacité des procédures de contrôle interne. Il établit des comptes rendus et réalise des études sur des points particuliers qui lui sont demandées par le Conseil de Surveillance ou qu'il effectue de sa propre initiative. Le Comité examine les projets de budgets, les projets de comptes annuels et les projets de plans pluriannuels d'AREVA, de ses filiales directes et du Groupe et soumet ses observations au Conseil de Surveillance. Pour les comptes annuels, il entend les Commissaires aux Comptes d'AREVA et de ses filiales afin d'assister le Conseil de Surveillance dans sa mission de vérification et de contrôle. Il est compétent pour vérifier la qualité des informations financières rendues publiques par AREVA. À l'échéance des mandats des Commissaires aux Comptes, il propose au Conseil des successeurs ou le renouvellement des mandats des Commissaires aux Comptes après qu'ait été opérée une mise en concurrence.

Le Comité établit une cartographie des risques susceptibles d'apparaître ou existant au sein du Groupe et apprécie les moyens prévus ou à prévoir pour éviter leur réalisation.

Cinq réunions du Comité d'audit se sont tenues en 2005, avec un taux de présence de 90 % :

- Le 14 janvier 2005 : le Comité a examiné le bilan du programme 2004 d'audit interne, notamment les points particuliers relatifs à T&D. Il a constaté une augmentation des missions d'audit interne en 2004. Le Comité a rappelé que dans l'attente d'une définition d'un référentiel commun par les autorités de marché, la société retient le référentiel COSO. Le Comité a constaté une amélioration du contrôle interne de la Société dans ses différentes composantes.

- Le 3 mars 2005 : le Comité a examiné les comptes de l'exercice 2004 et le rapport du Président du Conseil de Surveillance sur le contrôle interne. À cette occasion, il a procédé à l'audition du collège des Commissaires aux Comptes d'AREVA. Le Comité a recommandé de prendre en compte un taux d'actualisation de 4,5 % pour le calcul des engagements de retraite en zone euro, taux considéré comme davantage homogène avec celui adopté par les autres grandes entreprises du secteur de l'énergie. Le Comité a recommandé de modifier la rédaction de certains points des notes 13 et 22 en annexe des comptes. Les Commissaires aux Comptes ont en particulier rappelé l'enjeu du passage au norme IAS 32 et 39 et ont certifié sans réserves les comptes présentés en formulant deux observations relatives aux coûts de stockage profond et à la répartition des coûts de démantèlement du site de La Hague. Le Comité a pris acte de l'appréciation positive par les Commissaires aux Comptes sur le rapport du Président du Conseil de Surveillance sur le contrôle interne.

- Le 21 juin 2005 : le Comité a examiné la première révision budgétaire (révision 1) 2005 en soulignant que :
  - dans le nucléaire, la révision 1 ne faisait pas ressortir de différence significative avec le budget 2005 ;
  - dans le Pôle Transmission & Distribution, le report en 2006 de certaines charges de restructuration conduit à une amélioration du résultat opérationnel ;
  - dans le Pôle FCI, la révision 1 est en retrait sensible sur la prévision. Au final, le bénéfice net part du Groupe est en amélioration. La présentation de la trésorerie suivant les deux concepts différents de trésorerie nette comptable et de trésorerie nette économique, dans le cadre des normes IFRS, a fait l'objet d'une attention particulière du Comité qui a par ailleurs procédé à l'examen des procédures de l'audit interne et de leur certification par un organisme externe, l'Institut Français IFACI. Le Comité, après s'être fait présenter la méthodologie pour l'établissement de la cartographie des risques, a estimé la démarche d'AREVA conforme aux objectifs de maîtrise des risques.

- Le 14 septembre 2005 : le Comité a examiné en présence des Commissaires aux Comptes les comptes semestriels qui sont les premiers à être présentés en norme IFRS. Ce Comité sur la base des propositions du Directoire a notamment porté sur les incidences du passage aux normes IFRS, sur les modifications apportées à la présentation de la trésorerie du Groupe, sur le maintien du classement des lignes actions détenues par Areva dans la catégorie des "actifs disponibles à la vente", sur les conditions et conséquences importantes de l'allongement de la durée d'amortissement des installations de La Hague et sur le maintien du taux d'actualisation de 4,50 % pour le calcul des provisions pour retraites. La pertinence de ces propositions a été validée par les Commissaires aux Comptes et approuvée par le Comité d'audit.

- Le 14 décembre 2005 : le Comité a examiné la prévision de fin d'année 2005 qui fait notamment apparaître un résultat financier très supérieur au budget compte tenu de diverses plus-values sur cession des titres d'Assystem-Brime et d'ERA, ainsi qu'un résultat net positivement impacté par le résultat des activités cédées de FCI. Le Comité a également examiné le budget 2006 en soulignant la progression du chiffre d'affaires par rapport à la révision 2 du budget de l'année 2005, ainsi que la progression de la marge brute avec le retour attendu de la profitabilité de T&D. Le Comité s'est particulièrement attaché à l'examen de la très forte progression des investissements entre 2005 et 2006 qui passent de 563 millions d'euros à 1 180 millions d'euros, principalement due à l'impact de l'investissement dans ETC. Le Comité s'est fait présenter le bilan du programme d'audit intervenu en 2005 qui fait état d'un environnement globalement robuste dans l'ensemble des entités du Groupe, puis il a analysé le plan d'audit 2006 établi en fonction d'une cartographie des risques périodiquement remise à jour.

Le Comité d'audit s'est réuni une fois sur le premier trimestre 2006 :

- le 1er mars 2006, le Comité d'audit a examiné les comptes de l'exercice 2005 et le projet de rapport du Président du Conseil de Surveillance sur le contrôle interne dont il a partagé les appréciations. Le Comité a procédé à l'audition du collège des Commissaires aux Comptes d'AREVA, lesquels ont souligné le caractère satisfaisant des conditions d'arrêté pour les premiers comptes annuels IFRS publiés. Le Comité a pris acte de l'appréciation positive par les Commissaires aux Comptes sur le rapport du Président du Conseil de Surveillance sur le contrôle interne. Enfin, le Comité a examiné la méthode de détermination du taux théorique d'actualisation des passifs de démantèlement et confirmé le taux retenu au bilan de 5 %.

Comité des rémunérations et des nominations

Le Comité des rémunérations et des nominations comporte trois membres désignés parmi les membres du Conseil de Surveillance. Les membres sont : Patrick Buffet[3] (Président), Daniel Lebègue[3] et Bruno Bézard. Bernard de Gouttes assure les fonctions de secrétaire du Comité. Le Comité se réunit au moins une fois par semestre et autant de fois qu'il est jugé nécessaire pour accomplir sa mission, sur convocation de son Président ou de deux au moins de ses membres. Le Président du Conseil de Surveillance assiste aux réunions de ce Comité.

Au titre des rémunérations, le Comité a pour mission de proposer au Conseil de Surveillance le montant des rémunérations, les régimes de retraite et de prévoyance, les avantages en nature des mandataires sociaux d'AREVA sur la base d'éléments comparatifs du marché ainsi que sur l'évaluation des performances individuelles. Dans ce cadre, le Comité examine l'opportunité et les modalités de mise en œuvre de plans d'actionnariat au profit des mandataires sociaux, de l'encadrement et du personnel tant d'AREVA que de ses filiales directes ou indirectes. S'agissant des nominations, il examine les dossiers des personnalités pressenties aux fonctions de membres du Directoire et communique son avis au Conseil de Surveillance. Le Comité donne également son avis au Conseil de Surveillance sur les nominations des dirigeants des sociétés de premier rang du Groupe.

Le Comité des rémunérations et des nominations s'est réuni à cinq reprises en 2005, avec un taux de présence de 93 % :

- Le 8 mars 2005 : le Comité a donné un avis favorable à la cooptation de Monsieur Frédéric Lemoine comme membre du Conseil de Surveillance, en remplacement de Monsieur Philippe Pontet démissionnaire, et a émis un avis favorable pour sa présentation à la Présidence du Conseil de Surveillance et du Comité stratégique.

- Les 24 mars et 28 juin 2005 : le Comité a proposé une actualisation de la rémunération du Directoire au vu des éléments présentés par le cabinet Towers Perrin. En l'absence des personnes concernées, le Conseil a également arrêté ses propositions pour le calcul du bonus 2004 des membres du Directoire, pour la fixation de leurs objectifs qualitatifs et stratégiques de 2005 ainsi que pour la fixation de l'indemnité forfaitaire annuelle allouée au Président du Conseil de Surveillance.

- Les 8 et 14 novembre 2005 : le Comité a examiné les conditions de départ de Monsieur Jean-Lucien Lamy qui a démissionné le 20 octobre 2005 de son mandat de membre du Directoire et qui a quitté le Groupe le 18 novembre 2005 après qu'AREVA a cédé le 3 novembre 2005 la société FCI à la société Bain Capital.

(3) Membres du Conseil de Surveillance indépendant.

Le Comité des rémunérations et des nominations s'est réuni à trois reprises au cours du premier trimestre 2006 :

- Le 30 janvier et le 9 février 2006 : le Comité a examiné les objectifs 2006 pour les membres du Directoire, leur rémunération annuelle fixe, le montant des jetons de présence des membres du Conseil de Surveillance et de ses comités et la situation de Jean-Lucien Lamy, ancien membre du Directoire ayant démissionné le 20 octobre 2005.

- Le 31 mars 2006 : le Comité a examiné les propositions de certaines modifications des contrats de travail de Didier Bénédetti et Vincent Maurel. Il a également arrêté les propositions de bonus 2005 pour les membres du Directoire.

Comité de suivi de la couverture des charges d'assainissement et de démantèlement

Le Comité comporte cinq membres au maximum, désignés parmi les membres du Conseil de Surveillance. Les membres sont : Alain Bugat (Président), Dominique Maillard, Gérard Melet, Olivier Pagézy et Bruno Bézard (nommé au Conseil de Surveillance du 16 mars 2004, en remplacement de Philippe Rouvillois). Alain Salmon assure les fonctions de secrétaire du Comité. Le Président du Conseil de Surveillance assiste aux réunions de ce Comité.

Le Comité se réunit au moins une fois par semestre et autant de fois qu'il est jugé nécessaire pour accomplir sa mission, sur convocation de son Président ou de deux au moins de ses membres. Le Comité a pour mission de contribuer au suivi du portefeuille d'actifs dédiés, constitué par les filiales d'AREVA pour couvrir leurs charges futures d'assainissement et de démantèlement. À ce titre, il examine, sur présentation par AREVA de documents appropriés incluant une charte de gestion, l'évaluation selon un échéancier pluriannuel des charges futures d'assainissement et de démantèlement dans les sociétés concernées du Groupe, les modalités de constitution, de fonctionnement et de contrôle des fonds dédiés à la couverture de ces charges dans ces sociétés et la politique de gestion des actifs financiers correspondants. Ces différents points font l'objet d'avis et de recommandations du Comité au Conseil de Surveillance.

Le Comité peut entendre les établissements financiers conseils choisis par les sociétés responsables de la gestion des fonds.

Le comité de suivi de la couverture des charges d'assainissement et de démantèlement s'est réuni à trois reprises en 2005, avec un taux de présence de 93 % :

- Le 13 juin 2005 : le Comité a analysé l'état de la couverture des passifs de démantèlement au 31 décembre 2004 et la provision au 31 décembre 2005 selon la révision budgétaire. Le Comité a noté la conformité de ces passifs aux évolutions précédemment communiquées et la faiblesse des écarts entre les prévisions de dépenses et les réalisations. Le Comité a ensuite examiné la gestion et la performance des actifs du fonds de démantèlement par rapport aux indices de référence, soulignant la bonne tenue des lignes actions françaises et le comportement plus modeste, bien que stabilisé, des FCP d'actions européennes. Le Comité, après s'être fait présenter par le Conseil AXA-I.M. ses recommandations sur le choix d'allocation stratégique des actifs, s'est interrogé sur la méthode retenue et le caractère suffisant de la dotation initiale et a conclu à la nécessité de définir un niveau de risque acceptable en référence à des pratiques de place. Pour ce faire, le Comité a invité le Conseil AXA-I.M. à lui fournir dans les meilleurs délais des compléments d'information.

- Le 1er septembre 2005 : le Comité a réexaminé le choix d'allocation des actifs du fonds de démantèlement à la lumière des travaux complémentaires réalisés à sa demande par le Conseil AXA-I.M. ; ce dernier a notamment maintenu sa recommandation initiale de 55 % d'actifs diversifiés qui lui semble offrir le gain potentiel maximum pour une sécurité raisonnable. Cette recommandation n'étant pas partagée par certains membres du Comité, celui-ci s'est finalement accordé pour considérer que la question d'une éventuelle dotation complémentaire ne pourrait être tranchée qu'au regard d'une étude sur les montants nécessaires pour combler les risques d'insuffisance du fonds avec une allocation de 40 % ou de 45 % de produits diversifiés et un seuil de confiance de 90 % (c'est-à-dire moins de 10 % des chances en 2060 que l'actif net soit inférieur au passif). Le Comité a demandé au Directoire de proposer au cours d'une prochaine réunion une stratégie de transition de la situation actuelle vers l'allocation cible. Le projet de sortie de la ligne Suez du fonds de démantèlement constitue une première étape qui s'inscrit dans cette logique.

- Le 2 décembre 2005 : le Comité a analysé les propositions du Directoire visant à permettre au Comité de faire à échéances régulières ses recommandations en matière d'allocation d'actifs ainsi que sur le niveau de dotation du fonds. Le Comité s'est attaché à examiner plus particulièrement : la couverture des passifs à l'aide des indicateurs principaux proposés, les modalités de prise en compte de la créance sur EDF (en cours de négociation) intégrée à l'actif du fonds, le taux minimum de couverture des passifs résiduels à l'horizon de 25 ans et le choix de l'allocation optimum parmi les allocations éligibles. Compte tenu de divergences d'appréciation au sein du Comité et de l'absence de réponse à certaines questions posées le 1er septembre, il a été convenu de procéder au plus vite à des études complémentaires avec l'assistance du conseil AXA-I.M. Le Comité a conclu qu'il sera fait état de l'avancement de ses travaux à une prochaine réunion du Conseil de Surveillance en 2006.

Le Comité de suivi de la couverture des charges d'assainissement et de démantèlement s'est réuni à deux reprises au cours du premier trimestre 2006 :

- Le 31 janvier 2006 : Le Comité a examiné successivement l'estimation des passifs de démantèlement et des actifs de couverture à fin 2005, les propositions du Directoire concernant le niveau de dotation du fonds dédié au démantèlement et l'allocation stratégique d'actifs à retenir, à la lumière des travaux complémentaires de son conseil AXA-I.M.

- Le 22 mars 2006 : le Comité a examiné les nouvelles propositions du Directoire en matière de gestion d'actifs et les conséquences quant au mandat de conseil confié à AXA-I.M. Après avoir entendu les raisons d'ordre comptable et fiscal développées par le Directoire et plaidant en faveur d'une gestion d'actifs centralisée, le Comité a reconnu le bien-fondé de ces arguments et a décidé le lancement d'appels d'offres pour la sélection de plusieurs gérants.

6.1.3. OBSERVATIONS DU CONSEIL DE SURVEILLANCE SUR LE RAPPORT DE GESTION DU DIRECTOIRE AINSI QUE SUR LES COMPTES DE L'EXERCICE 2005

En 2005, le Conseil de Surveillance s'est réuni au siège social sur convocation de son Président à huit reprises (taux de présence : 78 %).

Chaque réunion du Conseil a été précédée en fonction des sujets évoqués de travaux approfondis des comités spécialisés : Comité stratégique, Comité d'audit, Comité des rémunérations et des nominations, Comité de suivi de la couverture des charges d'assainissement et de démantèlement.

Le Conseil de Surveillance et ses comités spécialisés ont suivi la marche des affaires et de l'activité du Groupe, de ses grandes filiales et participations notamment au travers de rapports trimestriels présentés par le Directoire.

Dans le cadre de sa mission de surveillance, le Conseil a pu également procéder aux vérifications et contrôles qu'il a jugé nécessaires en ce qui concerne notamment les comptes sociaux et consolidés, en s'appuyant sur l'avis du Comité d'audit et en y associant étroitement les Commissaires aux Comptes.

Un changement de Président du Conseil de Surveillance est intervenu en 2005. Après avoir pris acte le 8 mars 2005 de la démission de Monsieur Philippe Pontet de ses fonctions de membre et de Président du Conseil de Surveillance, le Conseil a coopté, en remplacement, Monsieur Frédéric Lemoine comme nouveau membre et comme Président du Conseil. Sa cooptation a été ratifiée par l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle du 12 mai 2005. Le Conseil a par ailleurs nommé Monsieur Frédéric Lemoine en qualité de Président du Comité stratégique.

Au-delà des sujets récurrents examinés par le Conseil : comptes, budgets, renouvellement des cautions et garanties, projets significatifs d'investissements, activité et stratégie du Groupe, problèmes de Gouvernance et de politique sociale notamment, plusieurs opérations majeures pour l'avenir du Groupe et figurant dans le Rapport de Gestion du Directoire ont requis l'autorisation préalable du Conseil de Surveillance. Il s'agit notamment des opérations suivantes :

- Cession de l'intégralité du Pôle Connectique de FCI au fonds d'investissement Bain Capital pour une valeur d'entreprise de 1,067 milliard d'euros permettant ainsi au Groupe de mobiliser la totalité de ses ressources sur son métier de base, l'énergie.

- Diverses cessions de participations minoritaires du Groupe qui n'avaient pas de caractère stratégique notamment :
  - la cession d'un bloc d'actions de la société d'ingénierie française Assystem-Brime pour un montant brut de 94,6 millions d'euros et la cession de bons de souscription d'actions remboursables en actions (BSAR) de cette même société pour un montant brut de 7,6 millions d'euros,
  - la cession de la participation minoritaire dans le capital de la société minière australienne ERA pour un montant brut de 140,6 millions de dollars australiens qui seront affectés au financement des futurs investissements du Groupe dans le secteur minier.

- Souscription par COGEMA[(1)] à l'augmentation de capital de Suez visant à racheter la participation des minoritaires de sa filiale belge Electrabel à concurrence de ses droits préférentiels de souscription, pour un montant brut de 52,1 millions d'euros et à acheter sur le marché un nombre de titres suffisant pour maintenir sa participation à un pourcentage au capital identique à celui existant, pour un montant brut de 54,3 millions d'euros.

- Reclassement de la participation Suez au sein du Groupe (acquisition par AREVA auprès de sa filiale COGEMA[(1)]) après avis du Comité d'audit sur la clarification du traitement comptable de cette opération et la vérification de son absence d'impact sur le résultat social et consolidé d'AREVA.

Par ailleurs, le Conseil de Surveillance, après avoir recueilli l'avis favorable du Comité stratégique, a approuvé les propositions du Directoire sur le Business Plan du Groupe pour la période 2005/2007 qui constitue une actualisation du Plan d'Action Stratégique du Groupe (2005/2009).

Le Conseil de Surveillance a également examiné en 2005 divers projets importants qui lui ont été présentés par le Directoire, il s'agit notamment de :

- La politique minière du Groupe en matière d'uranium dont l'objectif ambitieux pour AREVA est de devenir le leader mondial en production et vente d'uranium. Il convient donc d'identifier et de développer de nouveaux gisements en réactivant les efforts d'exploration.

- La stratégie à moyen terme d'AREVA T&D qui doit lui permettre, après avoir recouvré sa compétitivité et sa rentabilité dans le cadre du plan à trois ans (2004/2006), de se développer à moyen terme sur des marchés et segments clés à l'international notamment en Inde, en Chine et au Moyen-Orient.

(1) dont le nom commercial est AREVA NC.

Le Conseil s'est également félicité de plusieurs initiatives prises en 2005 par le Groupe et qui lui ont été présentées par le Directoire, notamment :

- L'accord avec l'électricien américain Constellation Energy visant à mettre en place un partenariat exclusif à travers une société commune "UniStarNuclear" pour la promotion de la vente d'au moins quatre EPR aux États-Unis.
- L'acquisition de 21,1 % du capital du fabricant allemand d'éoliennes REpower, confirmant ainsi la stratégie du Groupe dans l'éolien qui constitue une activité complémentaire du nucléaire dans le contexte d'un développement croissant d'un "mix-énergétique équilibré".
- La participation du Groupe au débat public sur les déchets radioactifs dans le cadre de la préparation du projet de loi sur la gestion de ces déchets.
- Le projet de changement de nom commercial des filiales de premier rang qui sera déployé au cours du premier semestre 2006 et qui permettra le développement avec AREVA d'une stratégie de marque puissante et homogène notamment à l'international.

Enfin, le Conseil de Surveillance a pris acte de la déclaration du Premier ministre de fin octobre 2005 indiquant que l'ouverture du capital d'AREVA ne faisait pas partie des projets de son gouvernement.

Après vérification et contrôle des comptes sociaux et consolidés de l'exercice 2005 et conformément à l'article L. 225-68 alinéa 6 du Code de commerce, le Conseil de Surveillance n'a pas d'observations à formuler sur ces comptes ni sur le rapport de gestion afférent établis par le Directoire et qui lui ont été présentés lors de sa réunion du 8 mars 2006.

Pour le Conseil de Surveillance
Le Président
Frédéric Lemoine

6.1.4. RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL DE SURVEILLANCE SUR LES CONDITIONS DE PRÉPARATION ET D'ORGANISATION DES TRAVAUX DE SON CONSEIL ET LES PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE

6.1.4.1. Introduction et cadre réglementaire

Conformément à l'article L. 225-68 du Code du commerce, modifié par la Loi de sécurité financière du 1er août 2003 et la Loi pour la confiance et la modernisation de l'économie du 26 juillet 2005, dans les sociétés faisant appel public à l'épargne, "le Président du Conseil de Surveillance rend compte, dans un rapport à l'Assemblée Générale joint au rapport mentionné aux articles L. 225-100, L. 225-102, L. 225-102-1 et L. 233-26, des conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil ainsi que des procédures de contrôle interne mises en place par la Société".

Le Directoire a mis à disposition du Président du Conseil de Surveillance les moyens des directions fonctionnelles, coordonnés par la Direction de l'Audit, pour conduire les travaux qui ont sous-tendu sa préparation. Ces travaux ont été soumis au collège des Commissaires aux Comptes et, pour avis, au Comité d'audit avant d'être présentés au Conseil de Surveillance.

6.1.4.2. Préparation et organisation des travaux du Conseil

6.1.4.2.1. Missions du Conseil

Se reporter au paragraphe 6.1.2.2.

6.1.4.2.2. Composition du Conseil

Se reporter au paragraphe 6.1.1.2.

6.1.4.2.3. Travaux du Conseil

Se reporter au paragraphe 6.1.2.2.

6.1.4.2.4. Travaux des quatre Comités du Conseil

Se reporter au paragraphe 6.1.2.2.

6.1.4.3. Procédures de contrôle interne

6.1.4.3.1. Valeurs du Groupe et principes d'action

Le développement durable est au cœur de la stratégie industrielle du groupe AREVA avec l'ambition d'une croissance rentable, socialement responsable et respectueuse de l'environnement.

Cette démarche s'articule autour de dix engagements :

- Gouvernance.
- Progrès continu.
- Respect de l'environnement.
- Performance économique.
- Prévention et maîtrise des risques technologiques.
- Innovation.
- Implication sociale.
- Intégration dans les territoires.
- Dialogue et concertation.
- Satisfaction des clients.

Pour appuyer cette démarche, AREVA s'est doté d'une Charte des Valeurs visée par le Conseil de Surveillance et favorise la mise en œuvre de dispositifs de contrôle interne dans l'ensemble de ses entités.

6.1.4.3.2. Objectifs du contrôle interne

Le contrôle interne permet au Groupe de sécuriser l'atteinte de ses objectifs et de gérer ses risques.

Les procédures de contrôle interne du Groupe, basées sur le référentiel du Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) , sont constituées des règles, directives et manières de procéder, en place au sein de ses organisations, visant à :

- s'assurer que ses activités, ainsi que les comportements de ses membres,
  - se conforment aux lois et règlements, normes et règles internes applicables ;
  - s'inscrivent dans le cadre des valeurs, orientations et objectifs définis par les organes sociaux et leurs délégataires, notamment en matière de politique de gestion des risques.
- vérifier que les communications internes et externes reflètent avec sincérité la situation et l'activité du Groupe et de ses filiales.

Cependant, les procédures de contrôle interne, aussi bien conçues et appliquées soient-elles, offrent une assurance raisonnable, mais ne représentent pas une garantie absolue.

6.1.4.3.3. Principaux facteurs de risques

Une cartographie des risques a été mise en place par le Groupe dès sa création. La Direction des Risques et Assurances d'AREVA en assure une mise à jour annuelle. Celle-ci est présentée au Comité d'audit du Conseil de Surveillance en présence du Directeur de l'audit. Les principaux facteurs de risque identifiés ainsi que les procédures de gestion des risques sont décrits dans le présent document de référence au paragraphe 4.15.

6.1.4.3.4. Acteurs et structures exercant des activités de contrôle

En matière de gouvernement d'entreprise, AREVA a opté pour une organisation garantissant une séparation et un équilibre entre les pouvoirs. Les pouvoirs de direction et de gestion assumés par le Directoire sont ainsi clairement distingués des pouvoirs de décision, d'orientation et contrôle exercés par le Conseil de Surveillance et l'Assemblée Générale des Actionnaires.

Le Directoire d'AREVA et son Comité exécutif - l'un et l'autre notamment composés de mandataires sociaux des filiales de premier rang - définissent les objectifs du Groupe et participent, avec l'aide des directions fonctionnelles, à la mise en place de dispositifs de contrôle interne.

Les directions fonctionnelles procèdent, dans leur domaine d'expertise, à des contrôles spécifiques (Direction de l'Audit, Direction Financière, Direction des Ressources Humaines, Direction Juridique, Direction de la Stratégie, Direction de l'Organisation et des Systèmes d'Information, Direction Sûreté Sécurité Santé...).

Différents acteurs de la Direction du Contrôle Financier (Responsables opérationnels et financiers des entités de gestion, Contrôleurs financiers des Business Units et des Filiales, service consolidation d'AREVA, business analyste…) effectuent notamment des analyses et validations de l'information financière, elle-même soumise pour les points les plus importants au Comité d'audit du Conseil de Surveillance.

Enfin, un Comité exécutif nucléaire dont les membres sont notamment les principaux responsables du secteur nucléaire en France, en Allemagne, et aux États-Unis se prononce sur tout dossier impliquant un engagement financier significatif ou ayant une dimension stratégique ou commerciale forte.

6.1.4.3.5. Procédures générales de contrôle interne

Depuis sa création, AREVA ne cesse de renforcer l'organisation de ses structures et ses procédures de contrôle interne.

Le Groupe s'est notamment doté d'une Charte des Valeurs qui fixe des règles de conduite auxquelles doivent souscrire, en signant des lettres de conformité, tous les dirigeants du Groupe. Ces règles découlent d'une volonté affirmée par AREVA d'assumer ses responsabilités, notamment en matière de protection des droits de l'homme, de développement durable, de respect des traités, lois et règlements, de performance, de sincérité des communications, de protection des personnes et des biens et de progrès continu. La charte dispose que quiconque peut avertir sans délai la hiérarchie s'il constate un dysfonctionnement caractérisé ou un manquement à une obligation légale ou réglementaire et fixe des règles précises, notamment en matière de délit d'initié, de conflit d'intérêts et de traçabilité des paiements.

AREVA est par ailleurs doté de cellules "organisation" et "normes et procédures" qui élaborent les notes d'organisation de la Société et centralisent la gestion des procédures applicables à l'ensemble du Groupe. Des correspondants sont désignés au sein des filiales de premier rang pour en assurer la diffusion qui se fait désormais au moyen d'un applicatif informatique spécifique de type web mis en place en 2005. Sur cette base, les filiales du Groupe définissent leurs propres procédures et modes de gestion spécifiques (certification ISO, délégations de pouvoir, dispositifs d'approbation des offres et des investissements, démarches de progrès continu…).

6.1.4.3.6. Procédures relatives à l'information comptable et financière

AREVA a élaboré un manuel comptable et financier qui comprend, d'une part, un lexique qui définit les agrégats des états financiers et des indicateurs de performance, et d'autre part, des normes et notes d'instructions (contrats à long terme, provisions, passifs de démantèlement, gestion des passifs environnementaux...). En outre, le Groupe met à jour chaque année ses principales politiques financières (placements, risques de taux, risques de change).

Par ailleurs, un outil commun de reporting et de consolidation a été déployé dans le Groupe afin d'harmoniser, d'accélérer et de sécuriser le traitement des informations comptables et financières. Les informations y sont enregistrées par les entités selon un calendrier et des instructions définis au niveau du Groupe. Des interfaces automatiques avec les systèmes comptables locaux assurent la fiabilité des enregistrements. Les travaux de consolidation et l'administration du système sont centralisés par AREVA.

Le Groupe produit, depuis 2005, des états financiers retraités en normes IFRS. Pour préparer l'application des normes IAS 32 et 39 relatives au traitement des instruments financiers, AREVA ayant pris l'option d'appliquer ces normes à partir du 1er janvier 2005, un système d'aide à la comptabilisation et de suivi des couvertures a été mis en œuvre au cours du 1er semestre 2005.

6.1.4.3.7. Dispositif d'évaluation du contrôle interne

Le groupe AREVA met en œuvre des actions permanentes d'optimisation de ses dispositifs de contrôle interne.

Pour ce faire, l'efficacité des procédures de contrôle interne en place au sein du Groupe est évaluée par la Direction de l'Audit qui rend compte au Directoire et au Comité d'audit du Conseil de Surveillance. Ses missions, dont les thèmes découlent de la cartographie des risques du Groupe, sont conduites conformément à une charte d'audit et dans le respect des normes professionnelles définies par l'IIA-Ifaci. Les recommandations qui en découlent donnent lieu à des plans d'actions faisant l'objet d'un suivi en concertation avec les responsables concernés.

L'exercice 2005 a notamment été marqué par la cession du Pôle Connectique et par l'intégration des activités indiennes et pakistanaises de T&D.

Pour prendre en compte cette évolution et l'expansion des activités du Groupe dans la zone Asie-Pacifique, courant 2006, un bureau de la Direction de l'Audit sera mis en place en Chine et une équipe d'audit sera constituée en Inde.

Deux démarches complémentaires d'autoévaluation ont, par ailleurs, été déployées dans l'ensemble des entités du Groupe (questionnaire "AREVA Way", d'une part, pour soutenir la mise en œuvre de démarches de progrès continu, et questionnaire de "Self Audit", d'autre part, pour permettre aux entités d'améliorer plus spécifiquement leur contrôle interne).

Le questionnaire de Self Audit, utilisé depuis 2003, a été mis à jour en 2005 afin de prendre en compte l'évolution des normes Groupe (application des IFRS...). La nouvelle version du questionnaire, qui comporte environ 600 questions, a été revue par le collège des Commissaires aux Comptes. En 2005, la diffusion du questionnaire a été étendue à 264 entités (alors qu'elle ne concernait que 65 entités en 2003 et 188 entités en 2004). Les entités d'AREVA T&D Inde ont toutes procédé à une autoévaluation (FCI ayant en revanche été exclu du périmètre de diffusion). Pour faciliter la collecte des résultats, un applicatif informatique fonctionnant sous intranet a été mis en place.

La fiabilité d'une partie des réponses apportées au questionnaire a été revue conjointement par la Direction de l'Audit et le collège des Commissaires aux Comptes, dans 51 entités réparties dans 10 pays, représentant environ 70 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe. Pour les entités à l'international, les auditeurs légaux de ces entités ont, sous coordination du collège en France, pris connaissance des réponses, vérifié que celles-ci se fondaient sur une documentation suffisante, et étaient cohérentes avec leur connaissance générale de l'entité et de son environnement, y compris de son contrôle interne, acquise dans le cadre de leur mission générale.

L'élargissement de la mise en œuvre du Self Audit constitue une étape importante en vue d'une possible mise en place progressive d'un processus d'évaluation approfondi et permanent du contrôle

interne du groupe AREVA, processus qui contribuera à l'amélioration continue des dispositifs en place dans les entités du Groupe, soumises ou non aux dispositions de la Loi de Sécurité Financière. Ce dispositif n'a pas révélé de dysfonctionnements susceptibles d'avoir une incidence majeure sur l'activité et les comptes du Groupe.

Au cours de l'exercice 2005, AREVA T&D a renforcé son intégration dans le dispositif de contrôle interne du Groupe, notamment par le déploiement des procédures du Groupe. Si l'appréciation de la Direction de l'Audit interne sur le contrôle interne du Groupe fait état d'un environnement globalement robuste, des progrès restent encore à réaliser en 2006, notamment dans certaines filiales de AREVA T&D ainsi que dans le domaine des systèmes d'information.

Le Président du Conseil de Surveillance
Frédéric Lemoine

6.1.5. RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LE RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL DE SURVEILLANCE

Rapport des Commissaires aux Comptes établi en application du dernier alinéa de l'article L. 225-235 du Code de commerce sur le rapport du Président du Conseil de Surveillance de la société AREVA (Société des Participations du Commissariat à l'Énergie Atomique) pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière

Mesdames, Messieurs les actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux Comptes de la société AREVA (Société des Participations du Commissariat à l'Énergie Atomique) et en application des dispositions du dernier alinéa de l'article L. 225-235 du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur le rapport établi par le Président de votre Société conformément aux dispositions de l'article L. 225-68 du Code de commerce au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2005.

Il appartient au Président du Conseil de Surveillance de rendre compte, dans son rapport, notamment des conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil de Surveillance et des procédures de contrôle interne mises en place au sein de la Société.

Il nous appartient de vous communiquer les observations qu'appellent de notre part les informations données dans le rapport du Président concernant les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Nous avons effectué nos travaux selon la doctrine professionnelle applicable en France. Celle-ci requiert la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations données dans le rapport du Président, concernant les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière. Ces diligences consistent notamment à :

- prendre connaissance des objectifs et de l'organisation générale du contrôle interne, ainsi que des procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, présentés dans le rapport du Président ;
- prendre connaissance des travaux sous-tendant les informations ainsi données dans le rapport.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations données concernant les procédures de contrôle interne de la Société relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, contenues dans le rapport du Président du Conseil de Surveillance, établi en application des dispositions du dernier alinéa de l'article L. 225-68 du Code de commerce.

Neuilly-sur-Seine et La Défense, le 9 mars 2006

Les Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associés		Mazars & Guérard		Salustro Reydel Membre de KPMG International
Pascal Colin	Jean-Paul Picard	Thierry Blanchetier	Michel Rosse	Denis Marangé

6.2. Intérêts des dirigeants

6.2.1. RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX

La rémunération du Président et des membres du Directoire, du Président, du Vice-Président et des membres du Conseil de Surveillance d'AREVA est arrêtée par le Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie après avis du Comité des rémunérations et des nominations et sur proposition du Conseil de Surveillance.

Les tableaux ci-après font apparaître les rémunérations et les avantages de toute nature versés à chacun des mandataires sociaux du Groupe au cours des exercices 2003, 2004 et 2005 par AREVA, les sociétés qu'elle contrôle ou la société qui la contrôle, en l'espèce le CEA.

6.2.1.1. Rémunération des membres du Directoire

(en euros)	2003				2004				2005			
Membres du Directoire (3)	part fixe (a)	part variable (b)	avantage en nature (c)	Rémunération brute globale (d = a+b+c)	part fixe (a)	part variable (b)	avantage en nature (c)	Rémunération brute globale (d = a+b+c)	part fixe (a) (4)	part variable (b)	avantage en nature (c)	Rémunération brute globale (d = a+b+c)
Anne Lauvergeon (1)	316 266	93 678	7 172	417 116	322 912	123 216	4 248	450 376	364 918	127 643	4 332	496 893
Gérald Arbola (1)	280 106	74 943	6 906	361 955	286 308	109 262	4 849	400 419	303 232	112 044	5 136	420 412
Didier Bénédetti (2)	273 900	98 770	6 726	379 396	308 529	114 257	5 018	427 804	317 792	115 971	5 016	438 779
Vincent Maurel (2)	263 225	171 080	3 866	411 171	266 095	98 542	3 312	367 949	274 096	103 214	3 216	380 526
Jean-Lucien Lamy (2 & 5)	253 825	110 760	4 210	368 795	285 916	107 573	3 001	396 490	305 061	253 996	2 470	561 527

(1) Nommés par le Conseil de Surveillance du 3 juillet 2001. Il est précisé que le contrat de travail de Gérald Arbola avec AREVA NC est suspendu pendant l'exercice de son mandat de membre du Directoire.

(2) Nommés par le Conseil de Surveillance du 15 octobre 2002 avec effet au 1er février 2003. Membres du Directoire ayant un contrat de travail avec AREVA suspendu pendant l'exercice de leur mandat.

(3) Ces rémunérations sont calculées en fonction de la date de la nomination des mmembres.

(4) La part fixe de la rémunération des membres du Directoire pour 2005 inclut une régularisation au titre de l'exercice 2004, à savoir, 4 764 euros pour Anne Lauvergeon, 4 224 euros pour Gérald Arbola, 4 560 euros pour Didier Bénédetti, 3 936 euros pour Vincent Maurel et 40 726 euros pour Jean-Lucien Lamy.

(5) Après avoir démissionné de son mandat de membre du Directoire le 20 octobre 2005, son contrat de travail avec AREVA a été réactivé jusqu'à sa dénonciation unilatérale et a donné lieu à une rémunération brute globale en tant que salarié jusqu'au 21 novembre 2005 pour un montant de 30 530 euros, dont 247 euros d'avantages en nature.

6.2.1.2. Calcul du bonus 2003 (versé en 2004)

Le Comité des rémunérations et des nominations a proposé que la part variable 2003 de la rénumération, fixée à 40 % maximum de la rémunération brute fixe annuelle respective des cinq membres du Directoire, soit déterminée en fonction (i) d'objectifs quantitatifs liés aux résultats à hauteur de 70 % (objectifs assis sur les résultats d'AREVA pour Anne Lauvergeon et Gérald Arbola, et ventilés à hauteur de 40 % sur les résultats d'AREVA et de 30 % sur les résultats des filiales dont ils sont en charge pour Didier Bénédetti, Vincent Maurel et Jean-Lucien Lamy) et (ii) d'objectifs stratégiques et qualitatifs individuels à hauteur de 30 %.

Le Comité des rémunérations et des nominations a proposé que le montant du bonus 2003 attribuable aux membres du Directoire soit fixé comme suit :

- pour Anne Lauvergeon et Gérald Arbola : 97 % du plafond,
- pour Didier Bénédetti : 94 % du plafond,
- pour Jean-Lucien Lamy : 95,5 % du plafond,
- pour Vincent Maurel : 94 % du plafond.

Ce montant a été approuvé par le Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et la Ministre déléguée à l'industrie.

6.2.1.3. Calcul du bonus 2004 (versé en 2005)

Le Comité des rémunérations et des nominations a proposé que la part variable pour les cinq membres du Directoire au titre de l'exercice 2004, fixée à un montant maximum de 40 % de leur rémunération brute fixe annuelle, soit déterminée en fonction d'objectifs quantitatifs liés aux résultats à hauteur de 70 % et d'objectifs stratégiques et qualitatifs individuels à hauteur de 30 %.

Le Comité a, par ailleurs, proposé que les objectifs quantitatifs de Didier Bénédetti, Vincent Maurel et de Jean-Lucien Lamy soient ventilés en deux parts de 35 %, respectivement assises sur les résultats d'AREVA et sur les résultats des filiales dont ils sont plus particulièrement en charge, à savoir les sociétés AREVA NC, AREVA NP et FCI.

Le Comité a proposé que soit attribué un bonus supplémentaire, ne pouvant excéder 40 % de sa rémunération brute fixe annuelle, à Jean-Lucien Lamy en fonction d'objectifs spécifiques et ambitieux directement liés aux résultats de FCI.

Le Comité a proposé que le montant du bonus 2004 attribuable aux membres du Directoire soit fixé comme suit :

- pour Anne Lauvergeon : 99 % du plafond,
- pour Gérald Arbola : 98 % du plafond,
- pour Jean-Lucien Lamy et Vincent Maurel : 97 % du plafond,
- pour Didier Bénédetti : 94 % du plafond.

Ce montant a été approuvé par le Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et la Ministre déléguée à l'industrie.

6.2.1.4. Calcul du bonus 2005 (à verser en 2006)

Le Comité des rémunérations et des nominations a proposé que la part variable pour les quatre membres du Directoire (après le départ de Jean-Lucien Lamy suite à la cession de FCI en novembre 2005) au titre de l'exercice 2005, soit fixée à un montant maximum de 50 % de leur rémunération brute fixe annuelle pour Anne Lauvergeon et Gérald Arbola, et à un montant maximum de 40 % de leur rémunération brute fixe annuelle pour Vincent Maurel et Didier Bénédetti ; étant étendu que cette part variable est déterminée en fonction d'objectifs quantitatifs liés aux résultats d'AREVA à hauteur de 70 % et d'objectifs stratégiques et qualitatifs individuels à hauteur de 30 %.

Le Comité a, par ailleurs, proposé que les objectifs quantitatifs de Didier Bénédetti et Vincent Maurel soient ventilés en deux parts de 35 %, respectivement assises sur les résultats d'AREVA et sur les résultats des filiales dont ils sont plus particulièrement en charge, à savoir les sociétés AREVA NC et AREVA NP.

6.2.1.5. Pensions et retraites

Il n'y a pas d'engagement de pensions et assimilés pour Anne Lauvergeon et Didier Bénédetti. Il a été effectué en 2005 une dotation de provision pour pension de 39 965 euros pour Gérald Arbola et de 26 282 euros pour Vincent Maurel.

6.2.1.6. Assurances responsabilité des dirigeants

L'objet de cette garantie est triple : il s'agit, en premier lieu, d'assurer une couverture des conséquences pécuniaires de la responsabilité civile pouvant incomber aux mandataires sociaux du Groupe, en raison des dommages causés aux tiers, pour faute professionnelle commise dans le cadre de leurs fonctions.

Il s'agit en second lieu de rembourser les sociétés du Groupe dans le cas où elles peuvent légalement prendre à leur charge le règlement du sinistre résultant de toute réclamation introduite à l'encontre des mandataires sociaux. Enfin, ces polices ont pour objet de garantir les frais de défense civile et/ou pénale des mandataires sociaux afférents à toute réclamation pour faute professionnelle.

En outre, font notamment l'objet d'une exclusion de garantie les sinistres consécutifs à des réclamations fondées sur une faute intentionnelle commise par le mandataire social ou sur la perception d'un avantage personnel (pécuniaire ou en nature) auquel le mandataire social n'avait pas légalement droit. Sont également exclus de la garantie les amendes et pénalités infligées aux mandataires sociaux, de même que les sinistres consécutifs à des réclamations afférentes à la pollution, à l'amiante ou aux moisissures toxiques. Enfin, les demandes de réparation d'un préjudice constitué par l'achat à un prix inadéquat de valeurs mobilières ou d'actifs de toute société n'est pas couvert par les polices d'assurance de responsabilité civile des mandataires sociaux.

6.2.1.7. Rémunération des membres du Conseil de Surveillance

(en euros)	2003			2004			2005		
Conseil de Surveillance (1 et 2)	Rémunération brute (a)	Jetons de présence(14) (b)	Rémunération brute globale (c = a+b)	Rémunération brute (a)	Jetons de présence(14) (b)	Rémunération brute globale (c = a+b)	Rémunération brute (a)	Jetons de présence(14) (b)	Rémunération brute globale (c = a+b)
Pascal Colombani (3 et 4)	277 280		277 280						
Philippe Pontet (5, 6 et 13)	89 748		89 748	119 724		119 724	24 201		24 201
Frédéric Lemoine (15)							134 395		134 395
Alain Bugat (7, 8 et 13)	150 546		150 546	162 180		162 180	165 097		165 097
Euan Baird		27 964	27 964		19 250	19 250		22 250	22 250
Jacques Bouchard (4, 9 et 11)	50 110		50 110	225 680	14 000	239 680	11 000	16 000	27 000
Patrick Buffet		21 000	21 000		26 750	26 750		28 500	28 500
Philippe Braidy (4 et 7)	12 260		12 260						
Thierry Desmarest		12 000	12 000		16 000	16 000		16 000	16 000
Gaishi Hiraiwa		22 675	22 675		16 000	16 000		16 000	16 000
Daniel Lebègue		20 000	20 000		31 750	31 750		28 500	28 500
Olivier Pagezy (3, 4 et 11)	86 434	8 000	94 434	150 452	27 000	177 452	155 497	26 000	181 497
Jean-Claude Bertrand (10 et 12)	46 520	14 000	60 520	49 536	24 250	73 786	51 894	22 250	74 144
Gérard Melet (10 et 12)	31 167	12 000	43 167	35 495	20 750	56 245	37 843	19 750	57 593
Alain Vivier-Merle (10 et 12)	67 700	12 000	79 700	70 817	16 000	86 817	76 427	16 000	92 427

(1) Ces rémunérations sont calculées en fonction de la date de leur nomination ou de leur fin de mandat.

(2) Certains jetons de présence peuvent avoir été versés en 2003 ou 2004 au titre d'exercices antérieurs pour :
- *M. Baird : 12 964 euros au titre de l'exercice 2002 versés en 2003 et 6 000 euros au titre de l'exercice 2003 versés en 2004 ;*
- *M. Bouchard : 2 000 euros au titre de l'exercice 2003 versés en 2004 ;*
- *M. Buffet : 6 000 euros au titre de l'exercice 2003 versés en 2004 ;*
- *M. Desmarest : 4 000 euros au titre de l'exercice 2003 versés en 2004 ;*
- *M. Hiraiwa : 10 675 euros au titre de l'exercice 2002 versés en 2003 et 4 000 euros au titre de l'exercice 2003 versés en 2004 ;*
- *M. Lebègue : 6 000 euros au titre de l'exercice 2003 versés en 2004 ;*
- *M. Pagezy : 5 000 euros au titre de l'exercice 2003 versés en 2004 ;*
- *M. Bertrand : 6 000 euros au titre de l'exercice 2003 versés en 2004 ;*
- *M. Melet : 5 000 euros au titre de l'exercice 2003 versés en 2004 ;*
- *M. Vivier-Merle : 4 000 euros au titre de l'exercice 2003 versés en 2004.*

(3) M. Colombani a été remplacé, en qualité de membre du Conseil de Surveillance, par M. Pagezy lors du Conseil de Surveillance du 12 juin 2003.

(4) Le montant intègre la rémunération perçue au titre du CEA et d'AREVA par MM. Colombani (en 2003) et Braidy (2003), Bouchard et Pagezy (2003, 2004 et 2005).

(5) Pour 2003 et 2004, le montant correspond aux seules rémunérations au titre d'AREVA.

(6) M. Pontet a remplacé M. Colombani, en qualité de Président du Conseil de Surveillance, lors du Conseil de Surveillance du 12 juin 2003. M. Pontet perçoit une somme forfaitaire versée par AREVA avec l'accord des Ministres de tutelle ; pour 2005 la rémunération brute globale de M. Pontet comprend une rémunération prorata temporis en 2005 (jusqu'au 8 mars 2005) de 22 447 euros et un rappel de rémunération pour 2004 de 1 754 euros.

(7) M. Bugat a remplacé M. Braidy lors du Conseil de Surveillance du 23 janvier 2003 et a été nommé Vice-Président du Conseil de Surveillance lors du Conseil de Surveillance du 12 juin 2003.

(8) Pour 2003, 2004 et 2005, le montant ne représente que la rémunération au titre d'Administrateur Général du CEA, M. Bugat ne percevant d'AREVA aucune rémunération au titre de son mandat de Vice-Président du Conseil de Surveillance.

(9) M. Bouchard a remplacé M. Rouvillois comme représentant permanent du CEA le 25 septembre 2003.

(10) Membres élus par le personnel, entrés au Conseil de Surveillance le 25 septembre 2002, ayant opté pour l'attribution du bénéfice de leurs jetons de présence au profit de l'organisation syndicale à laquelle ils appartiennent. Pour 2003, 2004 et 2005, le montant correspond à leur rémunération de salarié de filiales (AREVA NC ou AREVA NP).

(11) La rémunération 2004 de M. Bouchard comprend un montant de 22 712 euros correspondant à ses indemnités de congés payés non pris avant son départ en retraite et sa rémunération de 2005 correspond à une prime annuelle d'objectifs 2004 versée au 1er janvier 2005, date de son départ en retraite.

La rémunération 2005 de M. Pagezy comprend un montant de 4 500 euros correspondant à une prime de fin d'année 2004 versée au 1er janvier 2005.

(12) La rémunération 2004 et 2005 de :
- *M. Bertrand comprend respectivement un montant de 2 220 euros et de 2 390 euros au titre de l'intéressement ;*
- *M. Melet comprend respectivement un montant de 1 926 euros et de 2 180 euros au titre de l'intéressement ;*
- *M. Vivier-Merle comprend respectivement un montant de 2 910 euros et de 2 204 euros au titre de la participation.*

(13) M. Pontet et M. Bugat ne perçoivent pas de jetons de présence.

(14) Il est versé une somme forfaitaire par réunion du Conseil de Surveillance à chaque membre du Conseil de Surveillance et une somme forfaitaire par réunion d'un des Comités spécialisés à chacun des membres du Comité spécialisé concerné : en 2003 : 2 000 euros par réunion du Conseil de Surveillance et 1 000 euros par réunion d'un des Comités spécialisés ;

en 2004 et 2005 : 2 000 euros par réunion du Conseil de Surveillance et 1 250 euros par réunion d'un des Comités spécialisés.

(15) M. Lemoine a été coopté par le Conseil de Surveillance du 8 mars 2005 en remplacement de M. Pontet, la ratification de cette nomination par l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle est intervenue le 12 mai 2005. M. Lemoine ne perçoit pas de jetons de présence.

6.2.2. PARTICIPATION DES DIRIGEANTS DANS LE CAPITAL

Les membres du Conseil de Surveillance d'AREVA nommés par l'Assemblée Générale des Actionnaires disposent chacun d'une action, à l'exception du CEA qui détient 78,86 % du capital et 82,99 % des droits de vote.

Les membres du Directoire ne disposent pas d'actions ou de certificats d'investissement de la Société.

6.2.3. RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES

Dans le rapport présenté ci-après, il est précisé que les références aux sociétés COGEMA, Framatome ANP et Technicatome doivent être lues comme AREVA NC, AREVA NP et AREVA TA, respectivement, compte tenu des changement et adoption de noms commerciaux intervenus en mars 2006.

En notre qualité de Commissaires aux Comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.

6.2.3.1. Conventions autorisées au cours de l'exercice

En application de l'article L. 225-88 du Code de commerce, nous avons été avisés des conventions qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil de Surveillance.

Il ne nous appartient pas de rechercher l'existence éventuelle d'autres conventions mais de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles de celles dont nous avons été avisés, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé. Il vous appartient, selon les termes de l'article 117 du décret du 23 mars 1967, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.

Nous avons effectué nos travaux selon les normes professionnelles applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences destinées à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

Avec la société COGEMA

Souscription à l'augmentation de capital de Suez

Le Conseil de Surveillance du 6 septembre 2005 a autorisé sa filiale COGEMA à souscrire à l'augmentation de Capital de Suez visant à racheter la participation des minoritaires de sa filiale belge Electrabel à concurrence du nombre de ses droits préférentiels de souscription, pour une valeur d'environ 50 millions d'euros et à acheter sur le marché un nombre de titres suffisant pour maintenir sa participation à un pourcentage au capital identique à celui existant, le tout pour un montant d'environ 110 millions d'euros.

Le Conseil de Surveillance du 19 septembre 2005 a autorisé le Directoire à acquérir en une ou plusieurs fois, auprès de sa filiale COGEMA, l'intégralité des titres Suez anciennement détenus et éventuellement souscrits, sur la base de la moyenne des cours des 20 derniers jours de Bourse, dès lors que sa trésorerie s'y prête, après encaissement du produit de cession de FCI.

Accord sur la cession de la participation dans la filiale ERA

Le Conseil de Surveillance du 28 septembre 2005 a autorisé COGEMA à céder sa participation qu'elle détient indirectement par l'intermédiaire de l'une de ses filiales dans la société australienne ERA cotée en Bourse à Sydney et réaliser cette cession pour un prix ne pouvant être inférieur à 10 dollars australiens par action, étant toutefois précisé que l'hypothèse où le prix de cession de cette société viendrait entre 10 dollars australiens et 12 dollars australiens par action, l'autorisation du Conseil serait subordonné à un avis favorable du Comité d'audit.

Le Conseil de Surveillance du 2 décembre 2005 après avoir réexaminé le contexte de la cession de la participation dans ERA a finalement autorisé en tout ou partie cette cession pour un prix ne pouvant être inférieur à 9 dollars australiens par action.

Membres du Conseil de Surveillance concernés : Messieurs Alain Bugat, Jacques Bouchard et Dominique Maillard.

Membres du Directoire concernés : Madame Anne Lauvergeon, Messieurs Gérald Arbola et Didier Bénédetti.

6.2.3.2. Conventions approuvées au cours d'exercices antérieurs dont l'exécution s'est poursuivie durant l'exercice

Par ailleurs, en application du décret du 23 mars 1967, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes, approuvées au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours du dernier exercice.

Avec la société COGEMA

- Le Conseil de Surveillance du 15 octobre 2002 a autorisé la signature d'une convention de services comprenant des services récurrents et non récurrents facturés par COGEMA à AREVA. Les principaux effets sur l'exercice de cette convention de services sont les suivants :

  Services facturés en 2005 au titre de l'année 2005 : 6 326 milliers d'euros

  Facturation 2005 au titre du solde de l'année 2004 : 1 480 milliers d'euros

- Le Conseil de Surveillance du 27 mars 2003 a autorisé le Directoire à transférer sur AREVA ou contre-garantir sa filiale COGEMA au titre d'un crédit syndiqué de 305 millions de dollars canadiens, octroyé en novembre 2000 à COGEMA Ressources Inc. Canada, à hauteur de 280 millions de dollars canadiens. Cet engagement a été réactualisé au 31 décembre 2005 à hauteur de 230 millions de dollars canadiens.

- Le Conseil de Surveillance du 8 juillet 2004 a autorisé la signature d'une convention de mandat aux termes de laquelle COGEMA confie à AREVA le soin de gérer ou d'organiser et de contrôler pour son propre compte, les actifs dédiés à la couverture des charges de démantèlement et de gestion des déchets radioactifs. Cette convention est à durée indéterminée avec trois mois de préavis de résiliation par l'une ou l'autre partie ; la rémunération est établie selon les principes des conventions de services du groupe AREVA.

  Services facturés en 2005 au titre de l'année 2005 : 37 392 euros.

Avec les sociétés COGEMA, Framatome ANP, FCI et Technicatome

Le Conseil de Surveillance du 25 juillet 2002 a autorisé M. Gérald Arbola, en sa qualité de membre du Directoire, à signer quatre conventions de service comprenant des services récurrents et non récurrents facturés par AREVA à plusieurs de ses filiales.

Ces quatre conventions de services ont expiré au 31 décembre 2004. Elles ont toutefois donné lieu en 2005 aux régularisations suivantes :

AREVA et COGEMA

Avoir établi en 2005 au titre du solde de l'année 2004 : -2 710 milliers d'euros.

AREVA et Framatome ANP

Facturation en 2005 au titre du solde de l'année 2004 : 0 euro.

AREVA et FCI

Facturation en 2005 au titre du solde de l'année 2004 : 60 936 euros.

AREVA et Technicatome

Avoir établi en 2005 au titre du solde de l'année 2004 : -208 030 euros.

Avec la société AREVA T&D Holding SA

Le Conseil de Surveillance du 21 décembre 2004 a par ailleurs autorisé la convention de services entre AREVA et AREVA T&D Holding SA pour la régularisation de la facturation de services rendus du 1er janvier au 31 décembre 2004 pour un montant global annuel de 21 503 milliers d'euros.

Cette convention de services a expiré le 31 décembre 2004. Elle a toutefois donné lieu en 2005 à la régularisation suivante :

Avoir établi en 2005 au titre du solde de l'année 2004 : -5 654 milliers d'euros

Avec la société FCI (société cédée le 3 novembre 2005)

La ligne de crédit de 600 millions de dollars US préalablement autorisée par le Conseil de Surveillance du 16 avril 2002 n'a pas été utilisée par FCI en 2005 et est arrivée à échéance le 18 avril 2005.

Dans le cadre de la réalisation de la cession de la Division Military/Aerospace/Industry (MAI) de FCI, intervenue au cours de l'exercice 2003, le Conseil de Surveillance du 10 décembre avait autorisé l'octroi de diverses cautions solidaires vis-à-vis de l'acquéreur de MAI :

- Celle octroyée au titre du plan CATS/CASA dans la limite d'un montant maximum de 17,8 millions d'euros a été définitivement soldée avec l'acquéreur le 14 juin 2005.
- Celle octroyée au titre des garanties liées à la cession dans la limite maximum de 33,25 millions d'euros a été réactualisée pour un montant de 32,25 millions d'euros, conformément aux dispositions de l'article 8.12 (c) du "Share Purchase Agreement" signé le 19 septembre 2005 entre AREVA et l'acquéreur de FCI.

Avec la société Framatome ANP

La convention de garantie d'actif et de passif accordée par AREVA à Framatome ANP dans le cadre de la cession d'Intercontrôle s'est poursuivie au cours de l'exercice. Aucun montant n'a été versé par AREVA en 2005 dans le cadre de cette garantie.

Avec la société Établissement Pierre Mengin

L'avance d'actionnaire de 1 936 102,52 euros initialement consentie aux Établissements Pierre Mengin en 1989 et non rémunérée a fait l'objet d'un remboursement partiel à AREVA au cours de l'année 2005. Le montant réactualisé de cette avance au 31 décembre 2005 est désormais de 1 136 102,52 euros.

Neuilly-sur-Seine et La Défense, le 9 mars 2006

Les Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associés		Mazars & Guérard		Salustro Reydel Membre de KPMG International
Pascal Colin	Jean-Paul Picard	Thierry Blanchetier	Michel Rosse	Denis Marangé

6.2.4. HONORAIRES D'AUDIT

(en milliers d'euros)	Audit	Prestations accessoires	Autres prestations	Total
Deloitte	6 011	877	33	6 921
KPMG	2 453	116	103	2 672
Mazars	3 213	568	-	3 781
Total	**11 677**	**1561**	**136**	**13 374**

6.3. Schémas d'intéressement du personnel

6.3.1. PLANS D'ÉPARGNE D'ENTREPRISE ET SUPPORTS D'INVESTISSEMENT

En vue d'harmoniser et d'unifier les supports d'épargne salariale des filiales françaises, AREVA a mis en place, début 2005, un Plan d'Épargne Groupe, commun à l'ensemble des sociétés du groupe AREVA. Grâce à ce nouveau dispositif, les salariés bénéficient d'un seul relevé pour l'ensemble de leurs avoirs et d'un ensemble significativement étendu de nouveaux services.

Une tenue centralisée des comptes de l'ensemble des avoirs des salariés français a été confiée à CREELIA, filiale de Crédit Agricole Asset Management. Avec près de 41 000 comptes ouverts (actifs et retraités), la tenue de registre unique a permis d'apporter une information complète à chaque salarié sur l'ensemble de ses avoirs dans les différents fonds. Cette information est accessible en ligne et les arbitrages entre les fonds sont possibles à tout moment et sans frais. Le salarié peut également procéder à des opérations de rachat sur l'ensemble des fonds.

Le Plan d'Épargne Groupe AREVA comporte une gamme complète de fonds couvrant l'ensemble des classes d'actifs. Il est composé de :

- Un fonds monétaire : AREVA Monétaire géré par la Société Générale Asset Management (SGAM) et investi à 100 % en valeurs monétaires.
- Un fonds obligataire, AREVA Obligataire géré par Crédit Agricole Asset Management (CAAM) et investi à 100 % en obligations de la zone Euro.
- Un fonds actions, AREVA Actions Zone Euro géré par le CIC Asset Management et investi à 100 % en actions de la zone Euro.
- Trois fonds diversifiés : AREVA Diversifié Obligataire géré par Natexis Interépargne Asset Management (25 % actions/75 % obligations) ; AREVA Diversifié Équilibré géré par HSBC Asset Management (50 % actions/50 % obligations) ; AREVA Diversifié Dynamique géré par Société Générale Asset Management (75 % actions/25 % en obligations).
- AREVA ISR géré par FONGEPAR Gestion Financière. Il s'agit d'un fonds d'investissement socialement responsable, investi à 100 % en actions de sociétés privilégiant les mesures en faveur de l'insertion et de l'emploi.

La variété des gestionnaires de fonds a été recherchée dans la perspective d'un rendement optimisé pour l'épargnant. L'efficacité des gestionnaires devra d'ailleurs pouvoir être régulièrement comparée, appréciée et leur mandat périodiquement réétudié.

Les premiers Conseils de Surveillance se sont tenus six mois après la création des fonds du PEG AREVA. Une centaine de représentants salariés et employeurs ont été réunis dans ce cadre.

Enfin, l'accord du 9 février 2005 relatif aux structures d'épargne salariale du groupe AREVA, a prévu la création d'une commission de suivi de l'épargne salariale. Cette commission étudiera les mesures nécessaires à l'évolution du PEG.

6.3.2. SCHÉMAS D'INTÉRESSEMENT ET DE PARTICIPATION

Divers accords d'intéressement et de participation sont applicables dans les sociétés du groupe AREVA, afin d'associer le personnel à la performance collective tout en faisant bénéficier les salariés du Groupe des avantages fiscaux et sociaux qui s'attachent à ces mécanismes.

Les sommes distribuées en 2005 au titre de l'année 2004 représentent pour l'ensemble du Groupe un total de 65 millions d'euros.

Ces accords ont pour objet d'associer le personnel au résultat économique (participation) ou à des objectifs spécifiques (intéressement).

6.3.2.1. Participation

Le régime légal de participation des salariés aux résultats de l'entreprise, prévu par les articles L. 442-1 et suivants du Code du travail, donne aux salariés accès à une fraction du bénéfice fiscal réalisé par l'entreprise selon la formule de calcul légale reprise dans la quasi-totalité des accords de participation des entités du Groupe.

La masse globale ainsi obtenue au niveau de l'entreprise est ensuite répartie entre les salariés de l'entreprise proportionnellement, selon les accords, à la durée de présence et/ou au salaire du bénéficiaire.

Les sommes attribuées au titre de la participation sont bloquées pendant cinq ans, sauf cas de déblocage anticipé prévu par la réglementation, et bénéficient du régime fiscal et social de faveur applicable en matière de participation. Elles peuvent, sur décision des bénéficiaires et si les accords le prévoient, être investies dans les FCPE existant au sein du Plan d'Épargne de l'entreprise auquel l'entreprise adhère.

6.3.2.2. Intéressement

L'intéressement, encadré par les articles L. 441-1 et suivants du Code du travail, permet d'intéresser financièrement les salariés d'une entreprise en fonction d'objectifs qualitatifs et quantitatifs dans des domaines plus techniques et spécifiques. Un accord d'intéressement est applicable pour une durée de trois ans. Les différents accords existants au sein du Groupe arrivent à échéance à des dates différentes selon les entités du Groupe.

Les critères de performance retenus dans les accords d'intéressement des entités du Groupe et définis en commun par la direction de l'entreprise et les partenaires sociaux sont, selon les accords, liés plus particulièrement à :

- des résultats quantitatifs (tels que le résultat opérationnel, le chiffre d'affaires, le résultat d'exploitation, etc.),
- l'amélioration de la productivité,
- la réduction de coûts,
- des résultats qualitatifs (objectifs de progrès propres à chaque société, par exemple le respect des délais de livraison, la réduction des réclamations clients, l'amélioration de la sécurité au travail par la baisse de la fréquence et de la gravité des accidents du travail, l'obtention ou le renouvellement de certification qualité, etc.).

Les sommes attribuées au titre de l'intéressement sont versées à l'issue de l'exercice, le salarié ayant en général, selon les accords, la faculté de les investir sur le Plan d'Épargne d'entreprise auquel l'entreprise adhère, ces sommes étant alors bloquées cinq ans et bénéficiant du régime fiscal et social de faveur des plans d'épargne.

6.3.3. ACTIONNARIAT SALARIÉ

Les actions AREVA détenues par les salariés du Groupe (lors de la constitution du Groupe en septembre 2001, les actions Framatome ANP détenues par les salariés au sein du FCPE Framépargne ont été échangées contre des actions AREVA) sont actuellement investies dans le Fonds "Framépargne" du Plan d'Épargne Groupe. Une partie des actions est détenue par la banque Calyon, qui assure la liquidité du FCPE Framépargne.

Au 31 décembre 2005, l'actionnariat salarié au travers de Framépargne représentait 0,79 % du capital d'AREVA.

6.3.4. OPTIONS DE SOUSCRIPTION ET/OU D'ACHAT D'ACTIONS – ATTRIBUTION GRATUITE D'ACTIONS

À la date du dépôt du présent document de référence, AREVA n'a pas mis en place de plan d'options de souscriptions et/ou d'achat d'actions au niveau du Groupe.

6.4. Charte des valeurs du groupe AREVA

Le Conseil de Surveillance a examiné le 12 juin 2003 la Charte des valeurs du groupe AREVA adoptée par le Directoire.

La Charte des valeurs s'applique à toutes les activités que contrôle le Groupe, nucléaires et non nucléaires, et dans tous les pays où elles s'exercent, sans exception.

Cette Charte est applicable à tous les dirigeants et salariés. Le management est responsable de sa mise en œuvre à tous les échelons. Elle associe des valeurs, des principes d'action et des règles de conduite.

Ces valeurs, fondatrices de la stratégie de développement durable du Groupe, portent sur l'intégrité, la conscience professionnelle, le sens des responsabilités, la sincérité de la communication, l'esprit de partenariat, la rentabilité, la satisfaction du client.

Les principes d'action sont dédiés à chacune des parties prenantes du Groupe: clients, actionnaires, salariés, fournisseurs et sous-traitants, ainsi qu'au public et à l'environnement.

Enfin, la Charte énonce les règles de conduite qui s'appliquent à tous dans des domaines particuliers d'exposition aux risques, notamment la prévention des conflits d'intérêts, les informations privilégiées et la prévention des délits d'initiés. La Charte précise qu'AREVA circularise une note concernant la prévention des délits d'initiés qui s'impose à l'ensemble des dirigeants et des salariés du Groupe. Cette note rappelle notamment aux dirigeants et aux salariés détenteurs d'informations privilégiées sur le Groupe ou le certificat d'investissement AREVA qu'ils doivent (i) s'abstenir de réaliser, ou de permettre de réaliser, directement ou par personne interposée, toute opération sur le certificat d'investissement AREVA avant que le public ait eu connaissance de cette information, et (ii) s'interdire toute divulgation d'information privilégiée, à l'intérieur comme à l'extérieur du Groupe, en dehors du cadre normal de leurs fonctions. Cette note prévoit également un certain nombre de recommandations afin de prévenir les délits d'initiés.

Un Comité consultatif d'éthique a été institué pour suivre la mise en œuvre de la Charte des valeurs, tirer les leçons du retour d'expérience et proposer les évolutions éventuelles.

Un déontologue, nommé par la Présidente du Directoire et rattaché au Directeur juridique du Groupe, conseille le management en cas de dilemme sur l'application de la Charte des valeurs, conçoit et suit les actions de formation à l'éthique et aux valeurs du Groupe en liaison avec l'Université AREVA et anime un réseau de correspondants dans les filiales de premier rang.

La charte des valeurs peut être téléchargée sur le site Internet du Groupe (www.areva.com).

6.5. Assemblée Générale Ordinaire Annuelle du 2 mai 2006

6.5.1. ORDRE DU JOUR

1. Présentation du rapport de gestion du Directoire sur l'exercice clos le 31 décembre 2005 (comportant des informations sur les conséquences sociales et environnementales de l'activité, en application de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce) ;
2. Présentation du rapport du Conseil de Surveillance sur le rapport de gestion du Directoire sur les comptes sociaux ainsi que sur les comptes consolidés de l'exercice 2005 et du rapport du Président du Conseil de Surveillance sur les travaux du Conseil de Surveillance et sur les procédures de contrôle interne et les observations des Commissaires aux Comptes, en application des articles L. 225-68 et L. 225-235 du Code de commerce ;
3. Lecture du rapport général des Commissaires aux Comptes sur les comptes de l'exercice 2005 ;
4. Lecture du rapport spécial des Commissaires aux Comptes sur les conventions visées à l'article L. 225-86 du Code de commerce ;
5. Approbation des comptes sociaux et consolidés de la Société (bilan – compte de résultat et annexe de l'exercice clos au 31 décembre 2005) ;
6. Approbation des conventions visées à l'article L. 225-86 du Code de commerce ;
7. Quitus aux membres du Directoire, du Conseil de Surveillance et aux Commissaires aux Comptes ;
8. Affectation des résultats de l'exercice ;
9. Fixation des jetons de présence alloués au Conseil de Surveillance au titre de l'exercice 2006 ;
10. Nomination et renouvellement de membres du Conseil de Surveillance ;
11. Pouvoirs pour les formalités.

6.5.2. RÉSOLUTIONS

Première résolution

L'Assemblée Générale, après avoir entendu la présentation du rapport de gestion du Directoire, du rapport du Conseil de Surveillance, du rapport du Président du Conseil de Surveillance sur les conditions de préparation et d'organisation des travaux de son Conseil et les procédures de contrôle interne mises en place, la lecture des rapports des Commissaires aux Comptes, et les explications complémentaires fournies verbalement, approuve dans toutes leurs parties les rapports du Directoire, du Conseil de Surveillance et de son Président, ainsi que le bilan, le compte de résultat et l'annexe des comptes sociaux et consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2005, tels qu'ils ont été présentés.

L'Assemblée approuve, en conséquence, les actes de gestion accomplis par le Directoire, dont le compte rendu lui a été fait et donne quitus aux membres du Directoire et du Conseil de Surveillance et aux Commissaires aux Comptes de l'exécution de leur mandat au cours de l'exercice écoulé.

Deuxième résolution

L'Assemblée Générale, après avoir entendu lecture du rapport spécial des Commissaires aux Comptes sur les conventions visées à l'article L. 225-86 du Code de commerce, déclare approuver toutes les conventions conclues ou poursuivies au cours de l'exercice 2005.

Troisième résolution

L'Assemblée Générale, compte tenu d'un bénéfice de l'exercice de 347 950 607,95 euros, décide d'affecter comme suit le résultat distribuable, en conformité avec les dispositions légales :

- Bénéfice de l'exercice	347 950 607,95 euros
- Réserve légale (pourvue en totalité)	
- Report à nouveau	184 517 879,43 euros
- Résultat distribuable (Art. L. 232-11 du Code de commerce)	532 468 487,38 euros
- Dividende aux actionnaires et porteurs de certificats d'investissement	349 819 458,87 euros

Après cette affectation, le report à nouveau s'élève à 182 649 028,51 euros.

Le dividende net par action et par certificat d'investissement est fixé à 9,87 euros, étant précisé que les revenus distribués sont éligibles à l'abattement de 40 % sous réserve que le bénéficiaire soit une personne physique ; il sera mis en paiement le 30 juin 2006.

L'Assemblée Générale prend acte de ce que le montant des dividendes mis en distribution au titre des trois exercices précédents et celui de l'avoir fiscal correspondant ont été les suivants :

(en euros)	Exercice	Dividende	Avoir fiscal	Revenu global
	2002	6,20	3,10	9,30
	2003	6,20	3,10	9,30
	2004	-	-	9,59

Quatrième résolution

L'Assemblée Générale fixe à la somme de 370 000 euros le montant global annuel des jetons de présence alloués au Conseil de Surveillance.

Cette décision, applicable à l'exercice en cours, sera maintenue jusqu'à décision contraire.

Cinquième résolution

L'Assemblée Générale, prenant acte que les mandats de membres du Conseil de Surveillance sont arrivés à expiration, décide de nommer MM..... comme membres du Conseil de Surveillance, pour une durée de cinq ans prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui statuera en 2011 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Les membres du Conseil de Surveillance nommés déclarent accepter les mandats qui viennent de leur être confiés et satisfaire à toutes les conditions requises par la loi et les règlements en vigueur, notamment en matière de cumul de mandats.

Résolutions présentées par l'État

Sixième résolution

L'Assemblée Générale décide de nommer M. Patrick Buffet membre du Conseil de Surveillance, pour une durée de cinq ans prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui statuera en 2011 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Septième résolution

L'Assemblée Générale décide de nommer M. Alain Bugat membre du Conseil de Surveillance, pour une durée de cinq ans prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui statuera en 2011 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Huitième résolution

L'Assemblée Générale décide de nommer le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) membre du Conseil de Surveillance, pour une durée de cinq ans prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui statuera en 2011 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Neuvième résolution

L'Assemblée Générale décide de nommer M. Thierry Desmarest membre du Conseil de Surveillance, pour une durée de cinq ans prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui statuera en 2011 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Dixième résolution

L'Assemblée Générale décide de nommer M. Oscar Fanjul membre du Conseil de Surveillance, pour une durée de cinq ans prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui statuera en 2011 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Onzième résolution

L'Assemblée Générale décide de nommer M. Frédéric Lemoine membre du Conseil de Surveillance, pour une durée de cinq ans prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui statuera en 2011 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Douzième résolution

L'Assemblée Générale décide de nommer M. Philippe Pradel membre du Conseil de Surveillance, pour une durée de cinq ans prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui statuera en 2011 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Treizième résolution

L'Assemblée Générale décide de nommer Mme Guylaine Saucier membre du Conseil de Surveillance, pour une durée de cinq ans prenant fin à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui statuera en 2011 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Résolution présentée par le Directoire

Quatorzième résolution

L'Assemblée Générale confère tous pouvoirs au porteur de l'original, d'un extrait ou d'une copie du présent procès-verbal à l'effet d'accomplir toutes formalités de publicité, de dépôt et autres qu'il appartiendra.

7 ÉVOLUTIONS RÉCENTES ET PERSPECTIVES D'AVENIR

7.1. Événements postérieurs à la clôture des comptes 2005 430

7.2. Perspectives 432

7.1. Événements postérieurs à la clôture des comptes 2005

3 janvier 2006

Le Groupe, par le biais d'AREVA NP, remporte un contrat pour la conception et la fabrication de deux générateurs de vapeur de remplacement de type OTSG (générateurs à vapeur surchauffée) pour la tranche 1 de la centrale américaine Three Mile Island, exploitée par Exelon Corporation. Cet équipement nucléaire est un modèle avancé de générateur à vapeur surchauffée (E-OTSG) assurant une plus grande disponibilité et fiabilité, ainsi qu'une réduction des coûts de maintenance. Leur livraison est prévue en 2009.

8 février 2006

Le Département de l'Énergie américain (DOE) prend une initiative majeure en faveur d'une croissance énergétique durable, intitulée "Global Nuclear Energy Partnership". Le GNEP vise à instaurer un système de services industriels et de garanties de fourniture permettant une expansion pleinement maîtrisée de l'énergie nucléaire à travers le monde, dans le respect des exigences de non-prolifération. Les deux principaux axes de ce partenariat sont :

- l'instauration d'un système international permettant d'accroître les garanties de fourniture de services liés au combustible destiné aux pays souhaitant recourir au nucléaire, mais ne disposant pas d'industrie du cycle ;
- le recours au recyclage des combustibles usés, qui permet la valorisation de leur contenu énergétique et la minimisation des déchets ultimes.

AREVA est prêt à contribuer à l'élaboration et à la mise en œuvre d'un système de garantie de fourniture. Le Groupe se réjouit également de l'engagement des États-Unis en faveur du recyclage des combustibles usés, qui favorise une gestion durable de l'aval du cycle nucléaire.

1er mars 2006

M. Spencer Abraham, ancien Ministre de l'énergie des États-Unis, est nommé Président du Conseil d'Administration d'AREVA Inc. M. Abraham apportera son soutien à l'expansion des activités d'AREVA en Amérique du Nord, en faisant profiter le Groupe de son excellente connaissance des marchés mondiaux de l'énergie et de ses contacts avec les décideurs internationaux. Sa nomination entre en vigueur le 1er mars 2006.

À partir du 1er mars 2006, toutes les filiales de premier rang du groupe AREVA prennent une nouvelle identité. COGEMA adopte le nom commercial AREVA NC, Framatome ANP devient AREVA NP et Technicatome devient AREVA TA. La Division Transmission & Distribution conserve le nom AREVA T&D.

13 mars 2006

AREVA, via le Groupement d'Intérêt Economique Commox, associant AREVA NC (60 %) et Belgonucléaire (40 %), signe un contrat portant sur l'approvisionnement en combustibles MOX de la centrale nucléaire de Hamaoka exploitée par l'électricien Chubu. La fabrication des combustibles se déroulera en six campagnes, jusqu'en 2020. La totalité du plutonium issu du traitement des combustibles usés de l'électricien Chubu à l'usine de La Hague sera ainsi recyclée.

4 avril 2006

Avec le cisaillage de son premier combustible usé, le 1er avril, l'usine de Rokkasho-Mura (Province d'Aomori - Japon) est entrée dans sa dernière phase de tests. Construite sur le modèle de l'une des deux usines de la Hague (UP3), elle va permettre au Japon de traiter ses combustibles nucléaires usés. Les tests se dérouleront jusqu'au démarrage commercial de l'usine, prévu à la mi-2007, avec une montée en puissance progressive.

5 avril 2006

AREVA décide d'apporter son soutien à l'équipe de France K-CHALLENGE en vue de la 32e édition de l'America's Cup qui se déroulera durant l'été 2007 à Valence (Espagne). Le bateau et son équipage porteront désormais le nom d'"AREVA Challenge". Cette opération permet à la marque AREVA d'accroître sa notoriété en France comme à l'international, et d'être associée à une compétition dont les valeurs sont proches de celles du Groupe : innovation technologique, esprit d'équipe et valorisation des énergies sans CO_2.

21 avril 2006

Le Groupe a signé avec TVO en décembre 2003 son premier contrat pour la construction d'un réacteur de type EPR qui constitue une tête de série. Le calendrier de réalisation de ce premier réacteur de 3e génération connaît un retard (cf 4.5.1.8). Depuis la clôture des comptes 2005, ce retard a été réévalué à 8-9 mois sur une durée d'exécution supérieure à cinq ans.

Comme l'indique le facteur de risque figurant à la section 4.15.3.2. du présent document de référence, le Groupe appréciera dès que possible selon ses procédures et en fonction des responsabilités respectives des différents intervenants dans ce projet, les éventuelles conséquences financières à tirer sur l'excercice 2006 de l'évolution de ce retard.

À l'exception des informations contenues dans le présent document de référence, et en particulier dans la présente section, il n'y a pas eu, à la connaissance d'AREVA, de changement susceptible d'avoir une influence significative sur la situation financière ou commerciale du Groupe depuis le 31 décembre 2005.

7.2. Perspectives

Comme l'indiquent les remarques générales figurant au début du présent document, cette section contient des indications sur les objectifs, perspectives et axes de développement du groupe AREVA et de ses marchés. Ces informations ne doivent pas être interprétées comme des garanties que les faits et données énoncés se produiront ou que les objectifs seront atteints. Ni AREVA, ni le groupe AREVA ne prennent l'engagement de mettre à jour ces déclarations prospectives ou ces informations contenues dans la présente section.

Le groupe AREVA présente des perspectives financières solides pour les années à venir. Ses activités nucléaires constituent une base récurrente de cash-flow opérationnel. Toutefois, les montants dégagés sur les trois derniers exercices se situent à des niveaux élevés compte tenu, d'une part, d'une forte baisse du besoin en fonds de roulement, notamment liée au versement d'importantes avances clients dans les Pôles Aval et Réacteurs et Services, et d'autre part de l'augmentation prévue du niveau des investissements opérationnels, notamment dans le Pôle Amont.

Les pôles Nucléaires pourraient tirer profit, à terme, d'un nouvel essor du nucléaire. Ceci doit s'entendre dans une perspective de moyen à long terme compte tenu des cycles longs auxquels sont soumises les activités nucléaires.

En ce qui concerne le Pôle Transmission & Distribution, le plan d'optimisation à trois ans lancé en 2004 devrait permettre au Pôle d'améliorer significativement son niveau de rentabilité opérationnelle et de se rapprocher, à horizon 2007, de celui des principaux concurrents du secteur. Toutefois, compte tenu des projets de restructuration annoncés, le résultat opérationnel du Pôle devrait être impacté par les charges de restructuration d'ici là.

Pour l'ensemble de l'année 2006, les tendances attendues par le Groupe sont :

- une progression du chiffre d'affaires, à données comparables, avec une croissance dans le Nucléaire liée aux Pôles Amont et Réacteurs et Services, et une accélération de la croissance interne dans le Pôle Transmission & Distribution ;
- une hausse du résultat opérationnel courant et du résultat opérationnel, avec une consolidation du résultat opérationnel dans le Nucléaire et une amélioration significative du résultat opérationnel courant pour le Pôle Transmission & Distribution avec une baisse des charges opérationnelles non courantes (coûts de restructuration) ;
- une baisse du résultat net du Groupe, compte tenu de l'effet très positif, en 2005, de la cession du Pôle Connectique ;
- une nette progression des dépenses d'investissements opérationnels.

Lexique

AIEA : Agence Internationale de l'Énergie Atomique

Organisation internationale sous contrôle de l'ONU, son rôle est de favoriser l'utilisation de l'énergie atomique à des fins pacifiques et de contrôler que les matières nucléaires détenues par les utilisateurs ne sont pas détournées pour des usages militaires.

ANDRA : Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs

Établissement public industriel et commercial sous tutelle des Ministères chargés de l'industrie, de la recherche et de l'environnement. L'Andra est un établissement public indépendant des producteurs de déchets. Créé en 1991, cet organisme répond à trois missions :

- une mission industrielle, par laquelle l'Agence assure la gestion, l'exploitation et la surveillance des centres de stockage de déchets radioactifs, conçoit et réalise de nouveaux centres pour des déchets non acceptables dans les installations existantes et définit, en conformité avec les règles de sûreté, des spécifications de conditionnement, d'acceptabilité et de stockage, des déchets radioactifs,
- une mission de recherche, par laquelle l'Andra participe et contribue, en coopération notamment avec le Commissariat à l'Énergie Atomique, aux programmes de recherche concernant la gestion à long terme des déchets radioactifs,
- une mission d'information, notamment par la réalisation d'un inventaire de l'ensemble des déchets radioactifs se trouvant sur le territoire national.

ARRÊTÉS MODAUX

Il s'agit des arrêtés qui définissent, en fonction du mode de transport (route, rail et fluvial en particulier), les règles à respecter en matière de véhicules, de colis, de formation professionnelle des conducteurs et de documents à fournir pour le transport des matières dangereuses. Ces règles, issues de textes internationaux et communautaires, s'appliquent notamment au transport des matières radioactives (transports dits de la classe 7).

ARRÊTÉ ADR

Arrêté du 1er juin 2001 modifié relatif au transport des marchandises dangereuses par route (dit "arrêté ADR"). Cet arrêté intègre et complète les dispositions de l'accord européen relatif au transport international des marchandises dangereuses par route du 30 septembre 1957 et de ses annexes et définit des règles spécifiques aux transports de marchandises dangereuses effectués en France par route, que ces transports soient nationaux ou internationaux.

ARRÊTÉ RID

Arrêté du 5 juin 2001 modifié relatif au transport des marchandises dangereuses par chemin de fer (dit "arrêté RID"). Cet arrêté intègre et complète les dispositions du règlement concernant le transport international ferroviaire des marchandises dangereuses pris en application de la Convention de Berne relative aux transports internationaux ferroviaires (COTIF) adoptée le 9 mai 1980. Il définit les règles spécifiques aux transports de marchandises dangereuses effectués en France par chemin de fer, que ces transports soient nationaux ou internationaux.

ARRÊTÉ ADNR

Arrêté du 12 mars 1998 modifié relatif au transport des marchandises dangereuses par voies de navigation intérieure (dit "arrêté ADNR"). Cet arrêté a pour objet de définir les règles spécifiques aux transports des marchandises dangereuses effectués en France par voies de navigation intérieure, que ces transports soient nationaux ou internationaux. Il renvoie aux annexes techniques du règlement pour le transport des matières dangereuses sur le Rhin, adopté par une résolution de la Commission Centrale pour la Navigation du Rhin (CCNR) du 1er décembre 1993.

ASSEMBLAGE, ASSEMBLAGE COMBUSTIBLE
(Voir "ÉLÉMENT COMBUSTIBLE*")*

ATOME

Constituant de base des éléments chimiques formant la matière. Sa structure est représentée par un noyau constitué de particules électriquement positives ou neutres (protons et neutrons), autour duquel gravitent des particules électriquement négatives (électrons).

BARRES DE CONTRÔLE

Les barres de contrôle servent à contrôler la réaction en chaîne dans le cœur du réacteur nucléaire. Le contrôle consiste à s'assurer que le nombre de neutrons produits dans le cœur du réacteur par les fissions soit exactement égal au nombre de neutrons qui disparaissent dans le cœur du réacteur. Le rapport entre ces deux nombres (production divisée par disparition) est appelé cœfficient de multiplication, noté K, qui doit être rigoureusement égal à 1. Pour conserver en permanence le ratio K = 1, on introduit (ou on retire), selon les besoins, des éléments composés de noyaux atomiques qui absorbent les neutrons. Les barres de contrôle que l'on fait pénétrer plus ou moins dans le cœur du réacteur vont ainsi agir pour "absorber" les neutrons.

BARRIÈRE (DE CONFINEMENT)

Dispositif capable d'empêcher ou de limiter la dispersion de matières radioactives.

BECQUEREL (Bq) (voir aussi "RADIOACTIVITÉ")

Unité de mesure de l'activité nucléaire (1 Bq = 1 désintégration de noyau atomique par seconde). Le becquerel est une unité très petite ! L'activité nucléaire était précédemment mesurée en curie (1 curie = 37 milliards de Bq).

BURNUP

L'usure du combustible est évaluée par son de taux de combustion ou burnup en GWjr/TML (GWjr/TML : le gigawatt x jour/tonne de métal lourd est l'unité de mesure de l'énergie fournie par le combustible au cours de son passage en réacteur).

CALOPORTEUR (ou RÉFRIGÉRANT)
Fluide circulant dans le cœur d'un réacteur nucléaire pour en évacuer la chaleur.

CENTRIFUGATION
Voir ULTRACENTRIFUGATION.

CHÂTEAU DE TRANSPORT

Emballage spécialement conçu pour confiner totalement certaines matières radioactives (combustibles usés, déchets vitrifiés…) pendant leur transport et résister à d'éventuels accidents.

CONTACT ÉLECTRIQUE

Élément conducteur d'un composant qui s'accouple avec un élément correspondant pour assurer le passage de courant.

CŒUR

Région d'un réacteur nucléaire à fission comprenant le combustible nucléaire et agencée pour être le siège d'une réaction de fission en chaîne.

COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE

Nucléide dont la consommation par fission dans un réacteur libère de l'énergie. Par extension, produit qui, contenant des matières fissiles, fournit l'énergie dans le cœur d'un réacteur en entretenant la réaction en chaîne. Un réacteur à eau pressurisée de 1 300 MWe comporte environ 100 tonnes de combustible renouvelé périodiquement, par partie.

CONDITIONNEMENT

Conditionnement des combustibles : traitement spécial du combustible usé en vue d'un entreposage intermédiaire ou d'un dépôt définitif.

Conditionnement des déchets : opération pour la transformation des déchets sous une forme convenable pour le transport et/ou le stockage et/ou le dépôt définitif.

- Les déchets radioactifs de très faible activité (vinyle, chiffons de nettoyage...) sont mis en fûts métalliques.
- Les déchets de faible et moyenne activité, après avoir subi autant que possible une réduction de volume, sont conditionnés, c'est-à-dire enrobés dans une matière spéciale (matrice de béton, de bitume ou de résine) afin de les convertir en blocs solides résistant aux agressions du milieu ambiant.
- Pour les déchets de haute activité, la matrice est du verre (procédé de vitrification). Les déchets vitrifiés sont placés dans des conteneurs métalliques.

CONTRÔLE DES MATIÈRES NUCLÉAIRES

Cette fonction a deux aspects :

- c'est l'ensemble des dispositions prises par les exploitants pour assurer la sécurité des matières qu'ils détiennent : suivi et comptabilité, confinement, surveillance, protection physique des matières et des installations, protection en cours de transport,
- c'est le contrôle exercé par l'État ou par des organismes internationaux (AIEA, Euratom...) pour vérifier l'efficacité et la fiabilité de ces dispositions.

Dans les deux cas, le contrôle vise à prévenir tout détournement de matière et tout acte de malveillance.

CRAYON COMBUSTIBLE

Tube métallique (long d'environ 4 m et d'environ 1 cm de diamètre) rempli de pastilles (environ 300) de combustible nucléaire.

CRITICITÉ
(adj. CRITIQUE, SOUS-CRITIQUE, SUR-CRITIQUE)

Un milieu contenant un matériau nucléaire fissile devient critique lorsque le taux de production de neutrons (par les fissions de ce matériau) est exactement égal au taux de disparition des neutrons (absorptions et fuites à l'extérieur).

CYCLE DU COMBUSTIBLE

Ensemble des opérations industrielles auxquelles est soumis le combustible nucléaire. Ces opérations comprennent notamment : l'extraction, le traitement du minerai d'uranium, la conversion, l'enrichissement de l'uranium, la fabrication du combustible, le traitement des combustibles usés, le recyclage des matières fissiles récupérées et la gestion des déchets. Le cycle du combustible est dit "fermé" s'il comprend le traitement du combustible usé et le recyclage de matières fissiles issues du traitement. Le cycle "ouvert" ou "à un seul passage" comprend le dépôt définitif du combustible après son utilisation dans le réacteur.

DÉCHETS RADIOACTIFS (ou DÉCHETS NUCLÉAIRES)

Sous-produits non valorisables de l'industrie nucléaire ; on en distingue quatre classes, selon l'intensité de leur radioactivité :

- les déchets de très faible activité (TFA),
- les déchets de faible activité (FA), comme les gants, surbottes, masques de production, etc. provenant des opérations de production industrielle et de maintenance (90 % des déchets stockés en centre spécialisé),
- les déchets de moyenne activité, comme certaines pièces provenant du démantèlement d'équipements de production, d'appareils de mesure etc. (8 %),
- les déchets de haute activité, principalement les produits de fission séparés au cours de l'opération de traitement/recyclage (2 %).

DÉCHETS HAVL

Déchets de haute activité à vie longue. Ces déchets nucléaires, issus du combustible usé, représentent un niveau élevé de radioactivité et une durée de vie très longue. Ils ne bénéficient pas, à ce jour, de solution définitive de gestion et sont actuellement conditionnés dans des matrices qui permettent d'assurer le confinement des radioéléments. La gestion des déchets HAVL fait l'objet de recherches menées sous l'égide de l'Andra, en application de la loi "Bataille" de 1991 codifiée aux articles L. 542-1 du Code de l'environnement, dans trois directions : transmutation des éléments radioactifs à vie longue, stockage dans les formations géologiques profondes, conditionnement et entreposage de longue durée en surface.

DÉCHETS ULTIMES

Aux termes de l'article L. 541-1-III du Code de l'environnement, un déchet ultime est un déchet résultant ou non du traitement d'un déchet, qui n'est plus susceptible d'être traité dans les conditions techniques et économiques du moment, notamment par extraction de la part valorisable ou par réduction de son caractère polluant ou dangereux.

DÉCONTAMINATION

La décontamination est une opération physique, chimique ou mécanique destinée à éliminer ou réduire une présence de matières radioactives ou chimiques déposées sur une installation, un espace découvert, un matériel ou du personnel.

DÉMANTÈLEMENT

Terme recouvrant toutes les étapes qui suivent la mise à l'arrêt d'une installation nucléaire ou minière en fin d'exploitation, depuis sa fermeture jusqu'à l'élimination de la radioactivité sur le site, en passant par le démontage physique et la décontamination de toutes les installations et équipements non réutilisables.

DGSNR : Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection

Service de l'État français placé sous l'autorité des Ministres chargés respectivement de l'industrie, de l'environnement et de la santé. Il a pour fonctions spécifiques l'élaboration et la mise en œuvre de la politique en matière de sûreté nucléaire (domaine civil) et de radioprotection, et, en particulier, le contrôle des dispositions touchant la sûreté dans le secteur nucléaire, envisagées ou prises par les exploitants, ainsi que le contrôle des rejets d'effluents liquides et gazeux et des déchets provenant des installations nucléaires de base. La DGSNR, qui s'appuie sur les divisions de la sûreté nucléaire et de la radioprotection (DSNR) situées au sein des Directions régionales de l'industrie, de la recherche et de l'environnement (DRIRE), est communément dénommée Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN).

DIFFUSION GAZEUSE

Procédé de séparation d'espèces moléculaires, basé sur la différence de vitesse de passage de ces molécules (due à leur différence de masse et de taille) au travers d'une membrane semi-perméable ; c'est ainsi que sont séparés les hexafluorures d'uranium $235UF_6$ et $238UF_6$, permettant l'enrichissement du combustible nucléaire en 235U.

DOSE

Mesure caractérisant l'exposition des personnes soumises à des rayonnements. Par abus de langage, le terme dose est souvent utilisé à la place d'équivalent de dose.

- Dose absorbée : quantité d'énergie absorbée par la matière (vivante ou inerte) exposée aux rayonnements. Elle s'exprime en gray (Gy).
- Dose équivalente : dans les organismes vivants, les effets produits par une même dose absorbée sont différents selon la nature des rayonnements (X, alpha, bêta et gamma). Pour tenir compte de ces différences, on utilise un facteur multiplicatif de la dose (appelé "facteur de qualité") qui permet de calculer une "dose équivalente".
- Dose efficace : somme des doses équivalentes pondérées délivrées aux différents tissus et organes du corps par l'irradiation interne et externe. L'unité de dose efficace est le sievert (Sv).
- Dose létale : dose mortelle, d'origine nucléaire ou chimique.
- Dose maximale admissible : dose ne devant pas être dépassée pendant une durée déterminée.

Gray (Gy) : unité de mesure de dose absorbée. La dose absorbée était précédemment mesurée en rad (1 gray = 100 rad).

Sievert (Sv) : unité de mesure de l'équivalent de dose, c'est-à-dire de la fraction de quantité d'énergie apportée par un rayonnement ionisant et reçue par 1 kilo de matière vivante. À partir de la mesure de la dose d'énergie reçue (comptée en gray), l'équivalent de dose se calcule par application de cœfficients dépendant de la nature du rayonnement reçu et de celle de l'organe concerné. On le note Sv.

Ses sous-multiples fréquemment utilisés sont :

- le millisievert, noté mSv, qui vaut 0,001 Sv (un millième de Sv),
- le microsievert, noté µSv, qui vaut 0,000 001 Sv (un millionième de Sv).

Ainsi, par exemple, la dose moyenne d'exposition annuelle d'origine naturelle (sol, cosmos…) de la population en France est de 2,4 mSv/personne.

ÉCHELLE INES

L'échelle INES (International Nuclear Event Scale) est une échelle internationale de définition de la gravité d'un événement survenant dans une installation nucléaire. L'échelle INES a été conçue par un groupe international d'experts réunis par l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA) et l'Agence pour l'Énergie Nucléaire (AEN) de l'OCDE. Elle a été mise en place au plan international en 1991. À l'instar de ce qui existe dans le domaine des séismes ou des avalanches par exemple, cette échelle est un outil d'information à l'attention des médias et du public. Les événements sont classés, par gravité croissante, du niveau 0 au niveau 7. À titre d'exemple, l'accident de Tchernobyl était de niveau 7. À la suite de l'avis favorable donné le 24 juin 1999 par le Conseil Supérieur de la Sûreté et de l'Information Nucléaire (CSSIN), l'Autorité de Sûreté Nucléaire a décidé le 11 avril 2001, et après une période probatoire d'un an, d'étendre, en France, l'application de l'échelle INES au classement des incidents ou accidents des transports de matières radioactives.

ÉLÉMENT COMBUSTIBLE (ou assemblage)

Assemblage solidaire de crayons remplis de pastilles d'uranium ou de MOX. Suivant les types de centrales, le cœur du réacteur contient entre 100 et 200 assemblages de combustible.

ENRICHISSEMENT

Procédé par lequel on accroît la teneur en isotopes fissiles d'un élément. Ainsi, l'uranium est constitué, à l'état naturel, de 0,7 % de 235U (fissile) et de 99,3 % de 238U (non fissile). Pour le rendre efficacement utilisable dans un réacteur à eau pressurisée, la proportion de 235U est portée aux environs de 3 à 4 %.

ENTREPOSAGE (voir aussi STOCKAGE)

Dépôt temporaire de déchets radioactifs.

EPR

L'EPR est un réacteur nucléaire de la troisième génération de la filière des Réacteurs à Eau sous Pression (REP). L'EPR offre une puissance électrique de l'ordre de 1 600 MWe et un niveau de sûreté accru ainsi que des conditions d'exploitation et de maintenance simplifiées. En outre, sa durée de vie prévue est de 60 ans contre une durée de vie initiale de 40 ans.

AREVA propose deux modèles de réacteurs de troisième génération : l'EPR et le SWR 1 000 qui est un réacteur de la filière des Réacteurs à Eau Bouillante (REB). La puissance électrique de ce type de réacteur est de l'ordre de 1 000 à 1 250 MWe.

ÉPUISEMENT SPÉCIFIQUE (ou BURNUP, improprement TAUX DE COMBUSTION)

Énergie totale libérée par unité de masse d'un combustible nucléaire. Elle est couramment exprimée en mégawatt-jour par tonne, MWj/t (il s'agit de mégawatts thermiques).

EXPOSITION

Exposition d'un organisme à une source de rayonnement caractérisée par la dose reçue.

- Exposition externe : exposition pour laquelle la source de rayonnement est située à l'extérieur de l'organisme.
- Exposition interne : exposition pour laquelle la source de rayonnement est située à l'intérieur de l'organisme.

FLEX

Système d'interconnexion pour circuits souples.

FISSILE

Se dit d'un nucléide capable de subir la fission sous l'effet de neutrons, même peu énergétiques. Exemples : 233U, 235U, 239Pu, 241Pu (les neutrons de haute énergie peuvent provoquer la fission de presque tous les noyaux lourds).

FISSION

Éclatement, généralement sous le choc d'un neutron, d'un noyau lourd en deux noyaux plus petits (produits de fission), accompagné d'émission de neutrons, de rayonnements et d'un important dégagement de chaleur. Cette libération importante d'énergie, sous forme de chaleur, constitue le fondement de la génération d'électricité d'origine nucléaire.

GAINE

Tube métallique étanche qui enveloppe le combustible nucléaire pour le protéger de la corrosion par le caloporteur et empêcher la dispersion des produits de fission. La gaine constitue la "première barrière".

HIGHLY ENRICHED URANIUM (HEU)

Uranium Hautement Enrichi. Les accords "Start" prévoient que les États-Unis s'engagent à commercialiser les UTS contenues dans le HEU issu du désarmement, et à ce que la composante UF_6 naturelle de ce HEU soit reprise par un consortium dont AREVA fait partie. Ce second engagement court jusqu'en 2013. Cette ressource constitue de fait l'équivalent d'une mine de 2 000 tonnes d'uranium par an pour le Groupe.

HEXAFLUORURE D'URANIUM (UF_6)

L'uranium contenu dans les combustibles nucléaires doit être enrichi en 235U fissile. L'enrichissement se fait par diffusion gazeuse ou ultracentrifugation, aussi l'uranium est-il tout d'abord converti en un gaz appelé "hexafluorure d'uranium".

INFOGÉRANCE ÉVOLUTIVE

L'infogérance est la gestion par une société spécialisée des systèmes d'information d'un client. Elle est évolutive lorsqu'elle s'accompagne de la mise en place de plans de progrès.

INSTALLATIONS NUCLÉAIRES DE BASE (INB)

Ce sont les installations nucléaires soumises à régime d'autorisation et de surveillance administrative en vertu du décret 63-1228 du 11 décembre 1963 modifié. Cette réglementation concerne les réacteurs nucléaires (à l'exception de ceux qui font partie d'un moyen de transport), les accélérateurs de particules, les usines de préparation, de fabrication ou de transformation de substances radioactives (notamment les usines de préparation des combustibles nucléaires, de traitement des combustibles irradiés ou de traitement des déchets radioactifs) et les installations destinées au stockage, au dépôt ou à l'utilisation de substances radioactives, y compris les déchets. Les installations citées ci-dessus ne relèvent de la réglementation relative aux INB que lorsque la quantité ou l'activité totale des substances radioactives est supérieure à un seuil, fixé par arrêté, selon le type d'installation et le radioélément considéré. La surveillance des INB, organisée par la DGSNR, est exercée par les inspecteurs des installations nucléaires de base désignés conjointement par les Ministres chargés de l'industrie et de l'environnement.

IRSN (voir aussi "DGSNR") : Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire

Établissement public à caractère industriel et commercial qui a notamment pour mission de réaliser des recherches et des expertises dans les domaines de la sûreté nucléaire, de la protection de l'homme et de l'environnement contre les rayonnements ionisants et du contrôle et de la protection des matières nucléaires. L'IRSN intervient comme appui technique de la DGSNR.

ISOTOPES

Éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons, mais un nombre différent de neutrons. Il existe par exemple trois isotopes d'uranium : 234U (92 protons, 92 électrons, 142 neutrons), 235U (92 protons, 92 électrons, 143 neutrons), 238U (92 protons, 92 électrons, 146 neutrons). Un élément chimique donné peut donc comprendre plusieurs isotopes différents par leur nombre de neutrons. Tous les isotopes d'un même élément ont les mêmes propriétés chimiques, mais des propriétés physiques différentes (masse en particulier).

LIXIVIATION

Extraction de certains composés contenus dans un milieu pulvérulent, perméable ou poreux, par passage d'un solvant approprié, qui s'écoule naturellement au travers de la masse à traiter. On peut l'appliquer directement à un sol très fragmenté (lixiviation in situ) ou lessiver au contraire une masse extraite, concassée et disposée sur une aire appropriée (lixiviation en tas). C'est un mode d'extraction des éléments métalliques, dont l'uranium. C'est aussi la façon dont l'eau de pluie extrait par ruissellement certains composants d'une masse de déchets.

MOX

("Mixed Oxydes") : mélange d'oxydes d'uranium et de plutonium destiné à la fabrication de certains combustibles nucléaires.

NORME ISO

Normes internationales. Les normes ISO 9000 fixent les exigences d'organisation ou de système de management de la qualité pour démontrer la qualité d'un produit ou d'un service à des exigences clients. Les normes ISO 14000 prescrivent les exigences d'organisations ou de système de management environnemental pour prévenir toute pollution et réduire les effets d'une activité sur l'environnement.

OBLIGATIONS DE FIN DE CYCLE

Les obligations de fin de cycle comprennent, au sens du présent document, l'ensemble des obligations de mise à l'arrêt et de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires.

PISCINE D'ENTREPOSAGE DES ÉLÉMENTS COMBUSTIBLES

Bassins dans lesquels est entreposé le combustible usé après le déchargement d'un réacteur, pour laisser les assemblages perdre la plus grande partie de leur radioactivité par décroissance radioactive. L'eau permet de protéger le personnel contre les radiations émises par les combustibles usés.

PLUTONIUM

Élément de numéro atomique 94 et de symbole Pu. Le plutonium 239, isotope fissile, est produit dans les réacteurs nucléaires à partir d'uranium 238.

POSTE DE TRANSFORMATION (SOUS-STATION)

Point d'interconnexion des parties d'un réseau fonctionnant à des tensions différentes. On y réalise les fonctions de contrôle d'acheminement des flux d'électricité et la transformation du niveau de tension.

POUDRE UO_2

UO_2 est le symbole pour l'oxyde d'uranium. L'oxyde d'uranium peut se présenter sous forme de poudre ou de pastilles. C'est une des composantes de la matière nucléaire.

PRODUITS DE FISSION

Fragments de noyaux lourds produits par la fission nucléaire (fragmentation des noyaux de 235U ou de 239Pu) ou la désintégration radioactive ultérieure de nucléides formés selon ce processus. L'ensemble des fragments de fission et de leurs descendants sont appelés "produits de fission". Les produits de fission, dans les usines de traitement, sont séparés par extraction au solvant après dissolution à l'acide nitrique du combustible, concentrés par évaporation et entreposés avant leur conditionnement sous forme de produit vitrifié dans un conteneur en acier inoxydable.

PUISSANCE RÉSIDUELLE

Dans un réacteur nucléaire à l'arrêt ou dans un assemblage combustible usé, puissance dégagée par la radioactivité du combustible nucléaire et des autres matériaux.

RADIATION (Voir aussi "RAYONNEMENT")

Mot synonyme de rayonnement qui désigne une transmission d'énergie sous forme lumineuse, électromagnétique ou corpusculaire.

RADIOACTIVITÉ

Émission, par un élément chimique, d'un flux d'ondes électromagnétiques et/ou de particules, ayant pour origine une modification dans l'arrangement de son noyau ; l'émission peut être spontanée (radioactivité naturelle de certains atomes instables) ou induite (radioactivité artificielle). On distingue :

- La radioactivité par émission de particules alpha (assemblage de deux protons et deux neutrons), dite "rayonnement alpha".
  - Les particules composant le rayonnement alpha sont des noyaux d'hélium 4, fortement ionisants mais très peu pénétrants. Une simple feuille de papier est suffisante pour arrêter leur propagation.
- La radioactivité par émission d'électrons, dite "rayonnement bêta".
  - Les particules composant le rayonnement bêta sont des électrons de charge négative ou positive. Un écran de quelques mètres d'air ou une simple feuille d'aluminium suffisent à les arrêter.
- La radioactivité par émission d'ondes électromagnétiques, dite "rayonnement gamma".
  - Rayonnement électromagnétique, de même nature que la lumière et les rayons X. De fortes épaisseurs de matériaux compacts (bétons, plomb...) sont nécessaires pour les arrêter.

On regroupe l'ensemble de ces rayonnements sous l'appellation générique de "rayonnements ionisants". La radioactivité d'une quantité isolée d'un élément diminue avec le temps, au fur et à mesure que les noyaux instables disparaissent. La période ou demi-vie est le temps nécessaire à la réduction de moitié de la radioactivité d'une substance radioactive.

RADIOÉLÉMENT (ou radio nucléide)

Toute substance radioactive. Seul un petit nombre de radioéléments existent naturellement : il s'agit de quelques éléments lourds (thorium, uranium, radium...) et de quelques éléments légers (carbone 14, potassium 40). Les autres, dont le nombre dépasse 1 500, sont créés artificiellement en laboratoire pour des applications médicales ou dans les réacteurs nucléaires sous forme de produits de fission.

RADIOPROTECTION (Voir aussi "RADIOACTIVITÉ")

Terme couramment utilisé pour désigner la branche de la physique nucléaire qui concerne la protection des personnes contre les rayonnements ionisants. Par extension, le terme "Radioprotection" regroupe l'ensemble des mesures destinées à réaliser la protection sanitaire de la population et des travailleurs contre ces rayonnements et à assurer le respect des dispositions légales.

RAPPORTS DE SÛRETÉ

Rapports qui décrivent la conception des installations nucléaires de base et les dispositions prises pour assurer la sûreté. Ces rapports inventorient les risques présentés par l'installation et analysent les dispositions prises pour prévenir les risques ainsi que les mesures propres à réduire la probabilité des accidents et leurs effets.

- Rapport préliminaire de sûreté : rédigé au stade de l'avant-projet, il contient une description générale de l'installation et des opérations qui y seront effectuées. Il s'attache à identifier les risques, à dégager les options de sûreté, à lister les principes de sûreté et à justifier le choix du site. Il sert de base à la demande d'autorisation de création, conformément au décret de 1963.
- Rapport provisoire de sûreté : présenté à l'appui de la demande de mise en actif, il traite de l'installation telle qu'elle a été construite et permet de s'assurer de la conformité de la réalisation avec les principes de sûreté du rapport préliminaire de sûreté et des prescriptions techniques de construction prévues par le décret d'autorisation de création.
- Rapport définitif de sûreté : présenté après les essais, préalablement à l'autorisation de mise en service de l'installation.

RAYONNEMENT, RAYONNEMENT IONISANT (voir aussi "RADIOACTIVITÉ")

Flux d'ondes électromagnétiques (comme les ondes radio, les ondes lumineuses, les rayons UV ou X, les rayons cosmiques…), de particules de matière (électrons, protons, neutrons…), ou de groupement de ces particules. Ces flux portent une énergie proportionnelle à la fréquence des ondes ou à la vitesse des particules. Leur effet sur les objets irradiés est souvent un arrachement d'électrons aux atomes de ceux-ci, laissant sur leur trajectoire des atomes ionisés, (porteur de charges électriques) d'où leur nom générique de "rayonnements ionisants".

RÉACTEUR, RÉACTEUR NUCLÉAIRE

Appareil dans lequel sont conduites, sous contrôle, des réactions nucléaires, dont le dégagement de chaleur associé est exploité pour former de la vapeur d'eau. Celle-ci est utilisée pour actionner une turbine entraînant un générateur électrique. Il en existe différents modèles, selon la nature du combustible, du modérateur qui permet de contrôler la réaction et du caloporteur qui permet d'évacuer la chaleur à récupérer. Le modèle actuellement utilisé par EDF utilise l'uranium légèrement enrichi comme combustible, et l'eau ordinaire sous pression comme modérateur et caloporteur (REP).

- Réacteur à Eau Bouillante (REB, BWR en anglais) : réacteur nucléaire dans lequel on utilise l'eau bouillante sous pression pour extraire la chaleur du réacteur.
- Réacteur à Eau sous Pression (REP, PWR en anglais) : réacteur nucléaire modéré et refroidi par de l'eau ordinaire, maintenue liquide dans le cœur grâce à une pression appropriée dans les conditions normales de fonctionnement.

RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Réseau qui transmet l'électricité entre la centrale de production et le réseau de distribution. Il couvre de larges zones géographiques. Le réseau de transport comprend des lignes haute et très haute tension, ainsi que des transformateurs et de l'appareillage de commutation.

RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Réseau qui assure la livraison locale de l'électricité aux utilisateurs finaux (industriels, commerciaux, activités tertiaires, résidentiels). L'électricité est distribuée en moyenne tension (12-24 000 V) et réduite graduellement jusqu'à la basse tension au point d'utilisation (230 V en Europe et 110 V aux États-Unis).

RÉSERVES/RESSOURCES

Réserves minérales

Des réserves minérales désignent les tonnages économiquement exploitables démontrés par au moins une étude de faisabilité préliminaire appliquée à des ressources minérales mesurées ou indiquées. Cette étude doit inclure les informations adéquates relatives à l'exploitation minière, au traitement, à la métallurgie, aux aspects économiques et autres facteurs pertinents démontrant qu'il est possible, au moment de la rédaction du rapport, de justifier l'extraction économique. Des réserves minérales comprennent les matériaux de dilution et des provisions allouées pour les pertes pouvant être encourues lors de l'exploitation. Le périmètre de ressources concerné par la démonstration de réserves est soustrait aux catégories de ressources.

Réserves minérales probables

Des "réserves minérales probables" désignent les tonnages économiquement exploitables démontrés par au moins une étude de faisabilité préliminaire appliqué à des ressources minérales indiquées et, dans certains cas, des ressources minérales mesurées. Cette étude doit inclure les informations adéquates relatives à l'exploitation minière, au traitement, à la métallurgie, aux aspects économiques et autres facteurs pertinents démontrant qu'il est possible, au moment de la rédaction du rapport, de justifier l'extraction économique.

Réserves minérales prouvées

Des "réserves minérales prouvées" désignent les tonnages économiquement exploitables démontrés par au moins une étude de faisabilité préliminaire appliquée à des ressources minérales mesurées. Cette étude doit inclure les informations adéquates relatives à l'exploitation minière, au traitement, à la métallurgie, aux aspects économiques et autres facteurs pertinents justifiant l'extraction économique au moment de la rédaction du rapport.

Ressources minérales

Des ressources minérales sont des concentrations ou indices minéralisés d'une substance naturelle solide présente au sein de la croûte terrestre ou sur celle-ci, qu'il s'agisse d'une substance inorganique ou d'une substance organique fossilisée, dont la forme, la quantité et la teneur ou qualité sont telles qu'elles présentent des perspectives raisonnables d'extraction économique. La localisation, la quantité, la teneur, les caractéristiques géologiques et la continuité des ressources minérales sont connues, estimées ou interprétées à partir d'évidences et de connaissances géologiques spécifiques. Elles n'incluent pas les réserves.

Ressources minérales inférées

Des "ressources minérales inférées" désignent la partie des ressources minérales dont on peut estimer la quantité et la teneur ou qualité sur la base d'évidences géologiques et d'un échantillonnage restreint et dont on peut raisonnablement présumer sans toutefois vérifier la continuité de la géologie et des teneurs. L'estimé est basé sur des informations et un échantillonnage restreints, recueillis à l'aide de techniques appropriées à partir d'emplacements tels des affleurements, des tranchées, des puits, des chantiers et des sondages.

Ressources minérales indiquées

Des "ressources minérales indiquées" désignent la partie des ressources minérales dont on peut estimer la quantité et la teneur ou qualité, la densité, la forme et les caractéristiques physiques avec un niveau de confiance suffisant pour permettre la mise en application appropriée de paramètres techniques et économiques pour appuyer la planification minière et l'évaluation de la viabilité économique du dépôt.

L'estimé est basé sur des informations détaillées et fiables relatives à l'exploration et aux essais, recueillies à l'aide de techniques appropriées à partir d'emplacements tels des affleurements, des tranchées, des puits, des chantiers et des sondages dont l'espacement est assez serré pour émettre une hypothèse raisonnable sur la continuité de la géologie et des teneurs.

Ressources minérales mesurées

Des "ressources minérales mesurées" désignent la partie des ressources minérales dont la quantité et la teneur ou qualité, la densité, la forme et les caractéristiques physiques sont si bien établies que l'on peut les estimer avec suffisamment de confiance pour permettre la mise en application appropriée de paramètres techniques et économiques pour appuyer la planification de la production et l'évaluation de la viabilité économique du dépôt.

L'estimé est basé sur des informations détaillées et fiables relatives à l'exploration et aux essais, recueillies à l'aide de techniques appropriées à partir d'emplacements tels des affleurements, des tranchées, des puits, des chantiers et des sondages dont l'espacement est assez serré pour confirmer à la fois la continuité de la géologie et des teneurs.

Les "autres ressources minérales" correspondent à des minéralisations dont l'exploitation est gelée pour des raisons administratives ou dont la valorisation nécessite des conditions de marché plus favorables. Les tonnages affichés correspondent à la quantité de métal en terre sans application du taux de rendement de l'usine. Des travaux de développement complémentaires ou des modifications de critères de démarrage peuvent faire rentrer ces "autres ressources" dans la catégorie des "ressources".

Les "ressources minérales globales", ou "global mineral resources" en anglais, correspondent à la somme de toutes les catégories de ressources (réserves exclues).

RÉSIDU

Ce qui reste, et qui est non valorisable, après une opération physique ou chimique. Pour le traitement, le terme a un sens plus strict, il recouvre l'ensemble des déchets ayant fait l'objet d'un conditionnement.

SERTISSAGE

Méthode de fixation permanente d'un raccordement à un conducteur par une pression entraînant la déformation ou la mise en forme du fût (partie du contact de la jonction ou de la borne qui reçoit le conducteur) autour du conducteur afin d'établir une bonne connexion électrique et mécanique.

SYSTÈMES DE PROTECTION

Ensemble des équipements permettant la détection et l'élimination des défauts où autres conditions anormales de fonctionnement des réseaux électriques.

SYSTÈME DE GESTION DES MARCHES DE L'ÉNERGIE

Logiciel de gestion des marchés de l'énergie qui permet aux producteurs et distributeurs d'énergie de gérer leur relation commerciale de la manière la plus efficace. Il assure les opérations suivantes : planification stratégique, conclusion, gestion des risques et exploitation optimale des transactions, ainsi que la gestion des comptes clients.

SYSTÈMES DE GESTION DES RÉSEAUX

Les systèmes de gestion des réseaux servent à optimiser le flux d'électricité, prévenir la surcharge des équipements, limiter les pertes et analyser les risques de défaut.

STOCKAGE DE DÉCHETS RADIOACTIFS (voir aussi ENTREPOSAGE)

Opération de gestion des déchets radioactifs consistant à les déposer, après conditionnement, dans un espace spécialement aménagé susceptible d'en garantir la sûreté (stockage réversible ou irréversible).

SÛRETÉ NUCLÉAIRE (voir aussi "RAPPORTS DE SÛRETÉ")

Au sein de la sécurité nucléaire, la sûreté nucléaire comprend l'ensemble des dispositions prises à tous les stades de la conception, de la construction, de l'exploitation et de l'arrêt définitif d'une installation, pour en assurer un fonctionnement sûr et pour prévenir les incidents et en limiter les effets.

- Règles fondamentales de sûreté (RFS) : règles techniques émises par l'Autorité de Sûreté Nucléaire concernant les installations nucléaires de base, définissant les objectifs de sûreté et décrivant les pratiques que l'Autorité de Sûreté Nucléaire juge satisfaisantes pour les respecter.
- Règles générales d'exploitation (RGE) : document établi par l'exploitant d'une INB décrivant le domaine de fonctionnement prescrit de l'installation en donnant les fonctions importantes pour la sûreté. Il décrit les dispositions prises en exploitation en cas de sortie du domaine de fonctionnement normal.

TAUX DE COMBUSTION (ou TAUX D'ÉPUISEMENT)

Désigne en général improprement l'épuisement spécifique. Au sens propre, pourcentage de noyaux disparus par fission.

TENEUR ISOTOPIQUE

Rapport du nombre des atomes d'un isotope donné d'un élément au nombre total des atomes de cet élément contenus dans une matière. La teneur isotopique est exprimée en pourcentage.

TONNES DE MÉTAL LOURD (tML)

Le métal lourd correspond à la matière nucléaire : oxyde d'uranium et éventuellement oxyde de plutonium dans le cas du combustible MOX. L'unité de mesure du métal lourd est la tonne.

TRADING (négoce en français)

Transactions commerciales sur le marché de l'uranium naturel, sous la forme d'achat, de vente, d'échange, de location ou de prêt de quantités d'uranium, sans lien direct avec les exploitations minières du Groupe.

TRAITEMENT (ou retraitement)

Traitement des combustibles usés pour en extraire les matières fissiles et fertiles (uranium et plutonium) de façon à permettre leur réutilisation, et pour conditionner les différents déchets sous une forme apte au stockage. Les produits de fission et les transuraniens sont vitrifiés.

ULTRACENTRIFUGATION

Procédé d'enrichissement qui consiste à faire tourner à grande vitesse un mélange gazeux d'isotopes, afin d'utiliser la force centrifuge pour modifier la composition du mélange.

URANIUM

Élément chimique de numéro atomique 92 et de symbole U, possédant trois isotopes naturels : 234U, 235U et 238U. 235U est le seul nucléide fissile naturel, une qualité qui explique son utilisation comme source d'énergie.

URANIUM NATUREL (Unat)

Élément radioactif naturel, sous forme de métal gris et dur, présent dans plusieurs minerais, notamment la pechblende. L'uranium naturel se présente sous la forme d'un mélange comportant : 238U fertile, dans la proportion de 99,28 %, 235U fissile, dans la proportion de 0,71 %, 234U.

URANIUM ENRICHI, APPAUVRI

Avant d'être utilisé dans la fabrication des éléments combustibles, l'uranium naturel est enrichi en U235 (les teneurs en U235 vont alors de 3 % à 5 %). L'uranium enrichi en U235 est obtenu à partir d'uranium naturel, par séparation isotopique. Les processus physiques ou chimiques permettant de produire l'uranium enrichi fournissent simultanément, en contrepartie, un uranium de teneur en U235 plus faible que la teneur naturelle : cet uranium est dit uranium appauvri.

URANIUM DE RETRAITEMENT ENRICHI (URE)

Le combustible usé peut être retraité, après analyse, à l'usine de la Hague pour être de nouveau enrichi et retrouve ainsi sa teneur initiale en isotopes fissiles (de l'ordre de 3 à 5 %). Ce combustible usé retraité et enrichi est appelé communément URE.

UTS (Unité d'Enrichissement)

La production d'une usine d'enrichissement s'exprime en unités de travail de séparation (UTS). Cette unité est proportionnelle à la quantité d'uranium traité et donne une mesure du travail nécessaire pour séparer l'isotope fissile.

VITRIFICATION

Opération visant à solidifier, par mélange à haute température, avec une pâte vitreuse, des solutions concentrées de produits de fission et de transuraniens extraits par le traitement du combustible usé.

YELLOWCAKE

Concentré d'uranium à environ 80 %.

ZIRCONIUM

Métal de transition (comme le Titane) découvert en 1824 par Berzélius, le Zirconium a le numéro 40 dans la table périodique des éléments. Ses qualités de tenue mécanique et de résistance à la corrosion par l'eau à haute température, jointes à sa très faible absorption des neutrons thermiques, en ont fait la base des alliages utilisés pour le gainage des éléments combustibles de réacteurs à eau.

ZONE DE CONFINEMENT

Dans la construction d'une installation où seront présentes des matières radioactives, on interpose entre ces matières et l'extérieur plusieurs barrières de confinement successives, constituant ainsi des zones séparées, appelées "zones de confinement".

Table de concordance

Le tableau ci-après présente dans sa partie gauche les informations à inclure au minimum dans un document de référence en application de l'annexe 1 du Règlement (CE) N° 809/2004 de la Commission du 29 avril 2004, et renvoie dans sa colonne de droite aux références correspondantes du présent document de référence.

Informations à inclure au minimum en application de l'annexe 1 du Règlement (CE) N° 809/2004 du 29 avril 2004		Références
1.	**Personnes responsables**	Section 1 (page 2)
2.	**Contrôleurs légaux des comptes**	Section 1.3. (page 3)
3.	**Informations financières sélectionnées**	Section 5.1.3. (pages 208-209)
4.	**Facteurs de risque**	Section 4.15.3. (pages 181-189) Section 4.15.4. (pages 190-192)
5.	**Informations concernant l'émetteur**	
5.1.	Histoire et évolution de la société	Section 4.1.3. (pages 38-40)
5.1.1.	Raison sociale et nom commercial de l'émetteur	Section 3.1.1. (page 10)
5.1.2.	Lieu et numéro d'enregistrement de l'émetteur	Section 3.1.7. (page 11)
5.1.3.	Date de constitution et durée de vie de l'émetteur	Section 3.1.6. (page 11)
5.1.4	Siège social et forme juridique de l'émetteur, législation régissant ses activités, son pays d'origine, l'adresse et le numéro de téléphone de son siège statutaire	Section 3.1.3. (page 10) Section 3.1.5. (page 11)
5.1.5.	Événements importants dans le développement des activités de l'émetteur	Section 4.1.3. (pages 38-40)
5.2.	Investissements	
5.2.1.	Principaux investissements réalisés	Section 4.13. (pages 163-164) Section 5.6.4. (page 374)
5.2.2.	Principaux investissements en cours	Section 4.13. (pages 163-164)
5.2.3.	Principaux investissements que compte réaliser l'émetteur à l'avenir	Section 4.13. (pages 163-164)
6.	**Aperçu des activités**	
6.1.	Principales activités	Sections 4.1. à 4.7. (pages 34-141)
6.2.	Principaux marchés	Sections 4.1. à 4.7. (pages 34-141)
6.3.	Événements exceptionnels	Non applicable
6.4.	Dépendance éventuelle de l'émetteur	Section 4.10.2. (page 60)
6.5.	Éléments sur lesquels sont fondées les déclarations de l'émetteur concernant sa position concurrentielle	Sections 4.1. à 4.7. (pages 34-141)
7.	**Organigramme**	
7.1.	Description du groupe	Section 3.5. (page 23)
7.2.	Liste des filiales importantes de l'émetteur	Section 3.5. (page 23) Section 5.5. (pages 338-343)
8.	**Propriétés immobilières, usines et équipements**	
8.1.	Immobilisation corporelle importante existante ou planifiée	Section 4.9. (pages 146-157)
8.2.	Question environnementale pouvant influencer l'utilisation, faite par l'émetteur, de ses immobilisations corporelles	Section 4.9. (pages 146-157)

9.	**Examen de la situation financière et du résultat**	
9.1.	Situation financière	Section 5.1. (pages 204-243)
9.2.	Résultat d'exploitation	Section 5.1. (pages 204-243)
10.	**Trésorerie et capitaux**	
10.1.	Informations sur les capitaux de l'émetteur (à court terme et à long terme)	Section 5.5. (page 317) Section 5.1.3.8.5. (page 238)
10.2.	Source et montant des flux de trésorerie de l'émetteur	Section 5.1.3.7. (pages 231-236) Section 5.4.4. (page 274) Section 5.6.4. (page 374)
10.3.	Informations sur les conditions d'emprunt et la structure de financement de l'émetteur	Section 5.1.3.5.8. (page 220) Section 5.5. (pages 325-327)
10.4.	Informations concernant toute restriction à l'utilisation des capitaux ayant influé sensiblement ou pouvant influer sensiblement, de manière directe ou indirecte, sur les opérations de l'émetteur	Non applicable
10.5.	Informations concernant les sources de financement attendues	Section 4.15.4. (page 192)
11.	**Recherche et développement, brevets et licences**	Section 4.14. (pages 165-170)
12.	**Information sur les tendances**	Section 5.1.5. (page 243) Chapitre 7 (pages 430-432)
13.	**Prévisions ou estimations du bénéfice**	Non applicable
14.	**Organes d'administration, de direction et de surveillance et direction générale**	
14.1.	Nom, adresse professionnelle et fonction des mandataires sociaux	Section 6.1.1. (pages 398-404)
14.2.	Conflits d'intérêts au niveau des organes de direction et de surveillance	Section 6.1.1.3. (page 404)
15.	**Rémunération et avantages**	
15.1.	Montant de la rémunération versée et avantages en nature	Section 6.2.1. (pages 416-418)
15.2.	Montant total des sommes provisionnées ou constatées par ailleurs par l'émetteur ou ses filiales aux fins du versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages	Section 6.2.1.5. (page 417)
16.	**Fonctionnement des organes d'administration et de direction**	
16.1.	Date d'expiration des mandats actuels	Section 6.1.1. (pages 398-404)
16.2.	Contrats de service liant les membres des organes d'administration, de direction et de surveillance	Section 6.1.1.3. (page 404)
16.3.	Informations sur le comité de l'audit et le comité de rémunération	Section 6.1.2.2. (pages 407-410)
16.4.	Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	Section 6.1.2. (page 405)
17.	**Salariés**	
17.1.	Nombre de salariés	Section 5.2.1. (page 244)
17.2.	Participations et stock options	Section 6.2.2. (page 419) Section 6.3. (pages 422-423)
17.3.	Accord prévoyant une participation des salariés dans le capital de l'émetteur	Section 6.3. (pages 422-423)
18.	**Principaux actionnaires**	
18.1.	Répartition du capital	Section 3.2.3. (page 17)
18.2.	Existence de droits de vote différents	Section 3.2.3. (page 17)
18.3.	Contrôle de l'émetteur	Section 3.2.3. (page 17) Section 4.15.3.1. (page 185)
18.4.	Accord, connu de l'émetteur, dont la mise en oeuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de son contrôle	Non applicable

19.	**Opérations avec des apparentés**	Section 5.5. (pages 328-329)
20.	**Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur**	
20.1.	Informations financières historiques	Sections 5.4. à 5.7. (pages 268 à 395)
20.2.	Informations financières pro forma	Non applicable
20.3.	États financiers	Sections 5.4. à 5.7. (pages 268 à 395)
20.4.	Vérification des informations financières historiques annuelles	Section 5.4.1. (pages 268-270) Section 5.6.1. (pages 368-369)
20.5.	Date des dernières informations financières	Section 5.4.2. (page 271)
20.6.	Informations financières intermédiaires et autres	Non applicable
20.7.	Politique de distribution des dividendes	Section 3.4. (page 22)
20.8.	Procédures judiciaires et d'arbitrage	Section 4.15.5. (pages 193-196)
20.9.	Changement significatif de la situation financière ou commerciale	Section 7.1. (page 430)
21.	**Informations complémentaires**	
21.1.	Capital social	Section 3.2. (pages 15-19) Section 3.7. (pages 25-31)
21.2.	Acte constitutif et statuts	Sections 3.1. à 3.2. (pages 8-19) Section 6.1. (pages 396-410) Section 6.4. (page 424)
21.2.4.	Actions nécessaires pour modifier les droits des actionnaires et, lorsque les conditions sont plus strictes que la loi ne le prévoit, en faire mention	Section 3.1.2. (page 10) Section 3.1.10.3. (page 14) Section 3.1.10.4. (page 14)
22.	**Contrats importants**	Section 4.8. (pages 142-145)
23.	**Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts**	Non applicable
24.	**Documents accessibles au public**	Section 1.5. (page 4)
25.	**Informations sur les participations**	Section 3.6. (page 24) Section 5.5. (pages 338-343)

Société anonyme à Directoire et Conseil de Surveillance
au capital de 1 346 822 638 euros

Siège social : 27-29, rue Le Peletier - 75009 – Paris - France
Tél. : +33 (0) 1 44 83 71 00 - Fax : +33 (0) 1 44 83 25 00

www.areva.com

Réalisation : Franklin Partners - groupe Mediagerance