

AREVA et EDF :
**Perspectives commerciales et risques dans le secteur de
l'énergie nucléaire**

Steve Thomas
Professeur de Politique énergétique

Public Services International Research Unit (PSIRU)

Business School University of Greenwich

30 Park Row London

SE10 9LS Royaume-Uni

Tél. : 44 208 331 9056

Fax : 44 208 331 9980

Mars 2009

Rapport préparé à la demande de Greenpeace International

1. Introduction	4
2. Nature des activités d'EDF et d'Areva	5
2.1 EDF	6
2.1.1 Situation financière d'EDF	8
2.2 Areva	9
2.2.1 Situation financière d'Areva	10
2.2.2 Les secteurs d'activité d'Areva	10
2.2.3 Pôle Réacteurs et Services	13
2.3 Le gouvernement français	14
3. Les marchés clés d'EDF et Areva	15
3.1 France	15
3.1.1 EDF en France	16
<i>Prolongation de la durée de vie des réacteurs</i>	16
<i>Flamanville 3</i>	18
<i>Impact sur EDF des retards et des dépassements de coûts</i>	19
3.1.2 Areva en France	20
3.2 Finlande	20
3.2.1 Areva en Finlande	20
<i>Les termes du contrat</i>	21
<i>Retour d'expérience à Olkiluoto</i>	21
<i>Les futures commandes de réacteurs</i>	23
<i>Risques d'Olkiluoto pour Areva</i>	24
3.3 Royaume-Uni	24
3.3.1 EDF au Royaume-Uni	24
<i>La reprise de British Energy</i>	25
<i>La transaction financière</i>	26
<i>Les justifications de l'acquisition</i>	27
3.3.2 Areva au Royaume-Uni	28

3.4 États-Unis	28
3.4.1 EDF aux États-Unis	28
3.4.2 Areva aux États-Unis	31
3.5 La Chine	32
3.5.1 Areva en Chine	32
3.5.2 EDF en Chine	33
3.6 Autres marchés	33
4. Le marché de l'EPR	34
5. Conclusion	36
5.1 Propriété publique d'EDF et Areva	36
5.2 Le marché français pour Areva et EDF	36
5.4 Les marchés étrangers	37
5.5 Finances, dette et notations financières	38

1. Introduction

Areva et Électricité de France (EDF) sont des entreprises françaises qui sont actuellement au cœur des tentatives mondiales de relance des commandes nucléaires, que l'on appelle couramment Renaissance nucléaire. Areva est un fournisseur d'équipements électriques industriels qui propose des équipements de transmission et de distribution ainsi qu'une gamme complète des technologies nucléaires civiles. Pour ses activités nucléaires, l'entreprise intervient en tant qu'Areva NP, une entreprise commune avec la société allemande Siemens, dans laquelle Areva détient 66 % du capital et Siemens le reste. Toutefois, en janvier 2009, Siemens a annoncé qu'il souhaitait se retirer de cette entreprise commune (voir plus loin). EDF est une compagnie électrique qui a recours à la totalité des principales technologies de production. L'État français détient une participation majoritaire dans les deux entreprises, mais les priorités de leurs actionnaires privés, à savoir de petits actionnaires pour EDF et Siemens pour Areva NP, ne peuvent plus être ignorées. En outre, la législation de l'Union européenne sur les aides d'État abusives n'autorise les gouvernements à couvrir les pertes d'une entreprise ou à apporter une autre forme d'assistance que si ces mesures ne représentent pas une distorsion de concurrence. Pour les marchés où interviennent Areva et EDF, il serait difficile de prétendre qu'aucune aide d'État n'a faussé la concurrence.

Même si aucune des deux sociétés n'est exclusivement une entreprise nucléaire, toutes les deux ont pris des orientations stratégiques importantes au cours des dernières années qui amènent leurs perspectives d'avenir à dépendre pour une large mesure de la Renaissance nucléaire. Cette stratégie est basée presque exclusivement sur le modèle actuellement proposé par Areva, l'EPR (European Pressurised Water Reactor en Europe, mais Evolutionary Pressurised water Reactor aux États-Unis), qui est la seule technologie de réacteur offerte commercialement par Areva et qu'EDF s'est engagé à utiliser dans toutes les nouvelles commandes dans lesquelles le groupe est impliqué. Une pression particulière s'exerce sur Areva NP du fait de la nécessité de réussir l'EPR car son précédent modèle, le N4, présentait un certain nombre d'erreurs de conception qui l'ont empêché d'avoir un fonctionnement fiable au cours des 3-4 premières années d'exploitation. Seuls quatre réacteurs ont été construits, tous en France, et ont été mis en service à la fin des années 1990 avant que l'EPR ne remplace ce modèle.¹

Nous examinerons dans ce rapport ces marchés potentiels, les rôles qu'EDF et Areva espèrent jouer sur ces marchés, et les perspectives et les risques que les deux entreprises peuvent y rencontrer. Deux EPR commandés sont actuellement en construction, l'un en Finlande sur le site d'Olkiluoto et l'autre en France à Flamanville. Les deux chantiers ont connu de graves problèmes de construction et le calendrier et le budget ont été nettement dépassés sur le site d'Olkiluoto. Nous étudierons, en particulier, les conséquences financières directes de ces problèmes ainsi que les risques sur leurs autres marchés potentiels. Nous n'analyserons pas en détail le risque de réputation découlant des problèmes sur ce site. À long terme, ce risque pourrait s'avérer plus important que les risques financiers directs à court terme, qui peuvent souvent être gérés.

Les marchés clés pour Areva et EDF sont :

- La France
- Les États-Unis
- Le Royaume-Uni
- La Chine
- L'Afrique du Sud
- La Finlande.

L'Inde pourrait également devenir un marché important, et la France a signé un accord de coopération nucléaire avec l'Inde qui prévoit la vente de deux EPR et du combustible associé.² Toutefois, les projets

indiens, qui prévoient la fourniture de 10 réacteurs par la Russie et de 4 par les États-Unis, en plus des commandes françaises, semblent extrêmement optimistes.³

Dans la deuxième section, nous nous intéresserons à la nature des activités d'Areva et d'EDF, notamment à leurs aspects d'échelle et de gamme. Nous étudierons en particulier la façon dont leurs activités nucléaires s'insèrent dans leur stratégie globale et les mesures que le gouvernement français est en mesure de prendre pour les soutenir. Dans la Section 3, nous nous intéresserons aux marchés clés pour EDF et pour le pôle nucléaire d'Areva, tandis que dans la Section 4, nous examinerons les perspectives commerciales des ambitions nucléaires d'EDF et d'Areva, pour évaluer en particulier si leurs objectifs de ventes et de développement sont réalistes. Finalement, dans la Section 5, nous identifierons les principaux risques relatifs aux activités d'EDF et d'Areva.

2. Nature des activités d'EDF et d'Areva

Nous nous intéresserons dans cette section aux aspects d'échelle et de gamme des activités d'EDF et d'Areva, tout particulièrement aux facteurs qui influencent leur succès ou leur échec. Du fait de leur identification étroite avec le gouvernement français et sa politique, nous examinerons le champ d'action dont dispose maintenant le gouvernement français pour apporter une aide.

Bien que les deux entreprises interviennent dans le secteur de l'électricité, elles sont très différentes en termes de capacité d'autofinancement et de profil de risque. Une compagnie électrique, tout particulièrement lorsqu'elle a les dimensions d'EDF, génère une marge brute très importante. Un réacteur nucléaire de la taille de l'EPR représente des revenus annuels de l'ordre de 600 millions d'euros. Sur un marché concurrentiel, la clé de la réussite pour une compagnie électrique est, à court terme, de veiller à ce que les coûts de production (sans tenir compte des charges de capital) soient toujours inférieurs au prix de gros de l'électricité. À long terme, le prix de vente de l'électricité doit aussi couvrir le coût des capitaux investis.

Pour les centrales nucléaires, les coûts d'exploitation sont généralement considérés comme faibles en comparaison de ceux des centrales thermiques classiques, mais il faut noter que British Energy s'est pratiquement retrouvé en situation de faillite en 2002 parce que ses coûts d'exploitation étaient supérieurs au prix perçu pour la vente de son électricité. L'électronucléaire est plus problématique à cet égard que les centrales thermiques classiques parce que la plupart des coûts nucléaires sont fixes à court terme, alors que dans le cas d'une centrale thermique, le coût principal est le combustible et il n'existe pas si la centrale ne fonctionne pas. Comparée à la plupart des produits, la demande en énergie électrique est très prévisible, généralement à 1 % près, et le risque lié à la demande a été très faible par le passé. Toutefois, du fait du coût énorme des centrales électriques, les coûts entraînés par une prévision excessive de la demande peuvent s'avérer très élevés. Sur les marchés de l'électricité qui ont été ouverts à la concurrence, le risque lié à la demande devient important. Un produit standard comme l'électricité laisse peu de place à la différenciation et à la fidélité à la marque. Aussi, si l'électricité d'une compagnie n'est pas vendue à un prix concurrentiel, sa part de marché devrait, en théorie, connaître une baisse marquée, sauf si cette entreprise est en mesure de vendre à perte.

En revanche, l'activité d'un fournisseur d'équipements dépend quant à elle plutôt d'un carnet de commandes suffisamment garni pour que ses coûts fixes soient répartis largement et que ses installations aient une charge de travail suffisante. Il doit aussi contrôler les coûts de production de ces équipements.

L'activité d'un fournisseur d'équipements s'appuie sur les besoins de maintenance pour le matériel fourni, qui sont raisonnablement prévisibles et réguliers, et les ventes de nouveaux équipements qui, particulièrement pour les pièces de grande taille, peuvent être extrêmement variables et pas toujours prévisibles. Les services « amont » et « aval » d'Areva sont raisonnablement réguliers et prévisibles, mais la perte d'un contrat important pourrait avoir un impact grave sur ses résultats financiers.

Les intérêts des deux entreprises peuvent se recouper dans les domaines de la conception et de l'ingénierie des installations. EDF a toujours réalisé la conception et défini l'architecture des fonctions techniques pour les centrales construites en France. Dans le cas de la commande du réacteur d'Olkiluoto, Areva a adopté un rôle inhabituel d'ingénieur-architecte et de concepteur global, de façon à assurer un contrôle de gestion suffisant sur le projet et pouvoir offrir un contrat clés en main. Pour les réacteurs qui pourraient être commandés au Royaume-Uni, en Chine, en Afrique du Sud et aux États-Unis, EDF serait beaucoup plus impliqué, par exemple en réalisant la conception générale de l'installation et en gérant la construction.

2.1 EDF

EDF a été créé en 1946 sous forme d'une entreprise totalement publique, formée essentiellement par la fusion des anciennes compagnies municipales qui intervenaient dans la production, le transport et la distribution de l'électricité. Même s'il restait quelques petites sociétés de production (par exemple l'entreprise charbonnière nationalisée, Charbonnage de France) et si quelques collectivités locales, comme celle de Strasbourg, assuraient la distribution de l'électricité, l'entreprise bénéficiait d'un monopole de fait sur toutes ces activités. Cependant, la Directive européenne sur l'électricité de 1996, modifiée en 2003, a obligé la France à une ouverture à la concurrence, au moins symbolique, du secteur français de l'électricité au niveau de la production et de la vente au détail. Plus encore que la plupart des compagnies électriques d'État, le gouvernement français a traité EDF comme une émanation du gouvernement et l'a utilisé pour mettre en œuvre le programme nucléaire le plus ambitieux du monde. EDF exploite actuellement 58 réacteurs nucléaires, tous de type REP (réacteurs à eau pressurisée).⁴

EDF figure actuellement parmi les cinq premières compagnies électriques mondiales en termes de capacité de production, de clientèle desservie, de chiffre d'affaires, etc. En novembre 2005, le gouvernement français a vendu 13,8 % des parts d'EDF au travers d'une opération d'introduction en bourse. Quinze pour cent des actions vendues ont été réservées aux employés, tandis que le reste a été vendu sur le marché (investisseurs individuels ou institutionnels).⁵ En 2007, le nouveau gouvernement Sarkozy a encore vendu 2,5 % des parts, au motif, selon lui, de financer l'enseignement universitaire. Au 31 décembre 2007, l'État français possédait 84,85 % des parts.⁶ D'autres ventes d'actions sont attendues. Bien que le gouvernement français ait l'obligation légale de conserver au moins 70 % des parts d'EDF, il n'y a aucune raison de supposer qu'un futur gouvernement ne va pas abroger cette loi. Même en l'absence d'autres ventes de parts, EDF n'a probablement plus la possibilité de réaliser sciemment des opérations qui conduisent à des pertes. Au début des années 1990, quand la tendance à la privatisation et à la libéralisation des systèmes électriques s'est affirmée, EDF, avec un grand nombre d'électriciens américains, a été l'une des premières et des plus importantes entreprises à acheter des compagnies électriques étrangères. Ses plus importantes acquisitions ont été des compagnies de distribution électriques au Brésil (Light) et en Argentine (Edenor). Parmi les autres compagnies électriques européennes, seules Endesa (Espagne) et Tractebel (Belgique/France) ont procédé à des achats importants hors d'Europe.⁷

En 2003, les compagnies américaines avaient vendu (ou même abandonné) la quasi-totalité de leurs actifs à l'extérieur des États-Unis, en perdant souvent à cette occasion d'importantes sommes d'argent. EDF a suivi le mouvement après des pertes sévères au Brésil et en Argentine, en vendant les parts de la totalité de ses actifs importants à l'extérieur de l'Europe. Cette évolution se traduit par une brusque chute du chiffre d'affaires dans le « reste du monde » entre 2005 et 2007 (voir Tableau 2). Les tableaux 1 à 3 montrent que les activités d'EDF ont progressé lentement au cours des trois années de la période 2005-2007, avec une expansion en Europe qui fait plus que compenser son retrait d'Amérique du Sud. Depuis l'an 2000 environ, sa principale priorité semble être de se développer sur d'autres marchés européens. Ces initiatives semblent être motivées par le désir de se concentrer sur des marchés relativement prévisibles (les marchés au sein de l'Union européenne doivent respecter la Directive européenne sur l'électricité) et dans des régions directement en lien avec le marché français.

Tableau 1 – Statistiques de base sur EDF

	2005	2006	2007
Ventes (milliards €)	51,0	58,9	59,6
Dont France (milliards €)	30,0	31,9	32,2
EBITDA	12,9	14,4	15,2
Dont France	8,5	9,3	10,0
Salariés (milliers)	162	156	159
Dont France	108	107	105
Capacité de production (GW)	131	128	127

Source : EDF Rapport annuel et comptes 2006 et 2007⁸

Tableau 2 - Ventes EDF/EBITDA⁹ (millions €) par secteur géographique

	2005	2006	2007
France	30 015 / 8 544	32 081 / 8 893	32 608 / 9 996
Royaume-Uni	6 682 / 1 306	8 319 / 1 268	8 357 / 1 285
Allemagne	5 005 / 905	6 065 / 996	6 925 / 1 031
Italie	2 019 / 300	5 615 / 928	4 658 / 910
Reste de l'Europe	4 446 / 1 193	5 434 / 1 363	6 827 / 1 655
Reste du monde	2 880 / 658	2 125 / 482	1 270 / 333
Total	51 047 / 12 906	58 932 / 13 930	59 637 / 15 210

Source : EDF Rapport annuel et comptes 2006 et 2007¹⁰

Tableau 3 – Ventés EDF (millions €) par activité¹¹

	Production/fourniture¹²	Distribution¹³	Transmission¹⁴	Autres¹⁵	Total
France	20317	8551	3998	196	32232
Reste du monde	21256	2126	16	4007	27405
Total	41573	10677	4014	4203	59637

Source : EDF Rapport annuel et comptes 2006 et 2007¹⁶

EDF s'est implanté sur le marché allemand à partir de 2000 en prenant une participation dans EnBW, une des quatre grandes compagnies électriques allemandes. Il est entré sur le marché britannique en 1999 en reprenant London Electricity et par la suite en acquérant d'autres entreprises et actifs du secteur de l'électricité. Il est arrivé sur le marché italien en prenant une participation dans Edison en 2001. Il a également essayé d'acquérir des participations dans de grandes compagnies en Suède et en Espagne, mais ces tentatives ont été repoussées ou abandonnées. Comme en Italie, le statut public d'EDF et la lenteur de l'ouverture du marché français de l'énergie l'ont gêné dans son projet d'avoir une présence importante sur ces marchés. Le groupe a depuis augmenté sa participation dans EnBW et Edison, et il a acquis 7 autres actifs au Royaume-Uni (voir plus loin).¹⁷ Ceci permet à EDF de faire du commerce entre les marchés régionaux et nationaux, notamment l'Allemagne, le Royaume-Uni, l'Italie et les pays du Benelux. Du point de vue de sa stratégie nucléaire, les holdings italienne et allemande ne sembleraient d'aucun intérêt à court terme, étant donné les politiques de sortie du nucléaire dans ces deux pays. Toutefois, si ces politiques devaient être abrogées, la situation serait différente. Les résultats financiers ne traduisent pas encore l'impact des nouveaux investissements aux États-Unis et au Royaume-Uni évoqués plus haut.

En termes d'activité commerciale, la production et la vente au détail représentent environ 70 % du chiffre d'affaires, et si les règles communautaires sur la dissociation (« unbundling », c'est-à-dire la revente des réseaux de transport) sont appliquées rigoureusement, les autres secteurs d'activité, notamment le transport et la distribution, continueront de décliner.¹⁸

2.1.1 Situation financière d'EDF

Début 2008, la totalité des avoirs importants d'EDF étaient situés en Europe. Néanmoins, le second semestre 2008 a marqué un changement apparent dans les priorités d'EDF, qui a privilégié une expansion plus importante sur des marchés où il est susceptible de construire de nouvelles centrales nucléaires. Son rapport annuel 2007 indique que les marchés prioritaires hors de France sont les États-Unis, la Chine, le Royaume-Uni et l'Afrique du Sud.¹⁹ EDF a réalisé deux acquisitions importantes au cours du deuxième semestre 2008, l'une au Royaume-Uni et l'autre aux États-Unis. Il a conclu la reprise de British Energy, le producteur nucléaire britannique privatisé, en septembre 2008, et la reprise de 49 % des actifs nucléaires de Constellation, une compagnie électrique américaine.²⁰ Il s'agit d'investissements de première importance et leur succès dépend fortement des prix sur les marchés de gros de l'électricité que ces centrales nucléaires pourraient approvisionner. Si les prix des combustibles fossiles restaient à leur faible niveau de début 2009 (le pétrole à moins de 40 \$US le baril), les prix de gros de l'électricité pourraient chuter et mettre en difficulté les producteurs nucléaires, comme cela s'est passé en 2002 au Royaume-Uni pour British Energy.²¹

Par le passé, EDF a toujours bénéficié d'un accès à un financement peu coûteux dans la mesure où ses emprunts étaient totalement garantis par le gouvernement français. Sa notation financière était donc la même que celle du gouvernement français, qui a toujours été au niveau maximum pour l'agence Standard & Poor's (S&P), à savoir AAA. Maintenant qu'EDF est partiellement privatisé, les choses ont changé et, en décembre 2008, il a été noté AA- pour l'endettement à long terme et A-1+ pour l'endettement à court terme, avec une notation sous surveillance négative (c'est-à-dire que la notation risque d'être abaissée).²²

Les résultats d'EDF annoncés en février 2009 ont montré que le fardeau de ces acquisitions commence à se faire sentir.²³ Il a annoncé qu'il prévoyait de vendre des actifs pour réduire son endettement, qui avait atteint 24,5 milliards d'euros à la fin de 2008 au lieu de 16,3 milliards à la fin de 2007.²⁴ Si l'accord pour la vente de 25 % de British Energy à Centrica est conclu, ceci devrait rapporter environ 3,4 milliards d'euros. Toutefois, le Président-directeur général, Pierre Gadonneix, soulignait :

« Nous n'excluons [la vente éventuelle] d'aucune composante de nos activités, en France ou à l'étranger, a-t-il précisé. Nous voulons négocier les meilleurs prix, et je ne serai donc pas plus précis. »

Il sera difficile pour EDF de concilier les projets visant à construire des centrales nucléaires au Royaume-Uni, aux États-Unis, en Chine et aussi en France, tout en maîtrisant son endettement et sa notation financière.

2.2 Areva

Le Groupe Areva a été créé en 2001 par une fusion des entreprises françaises Framatome ANP, Cogema, FCI (Framatome Connectors International) et CEA Industrie, la division énergie nucléaire du Commissariat français à l'énergie atomique (CEA). Areva a vendu FCI en 2005 pour se concentrer sur son secteur énergie mais, en 2004, il a repris la division Transmission et Distribution d'Alstom.²⁵ Le Groupe Areva comporte maintenant trois filiales principales : Areva NP, Areva NC et Areva T&D. Parmi ces dernières, toutes appartiennent en totalité à Areva, à l'exception d'Areva NP, la division énergie nucléaire, qui est une entreprise commune avec Siemens. Ce dernier détient une participation de 34 % mais a annoncé en janvier 2009 son intention de se retirer de la joint-venture. AREVA NC est la division des combustibles, et effectue les opérations appelées dans ses rapports les activités « amont et aval » du cycle du combustible : mines d'uranium, conversion et enrichissement, retraitement des combustibles irradiés et recyclage.

L'actionnariat d'Areva est complexe mais est totalement dominé par l'État français. Les plus grands actionnaires sont le CEA (propriété du gouvernement français) avec 79 %, l'État français directement avec 5 %, la Caisse des dépôts et des consignations (une banque publique de développement) avec 4 %, ERAP (une société d'investissement publique) avec 3 % et EDF avec 2 %.²⁶

Areva a connu de nombreux changements importants au cours des 5 dernières années. En 2004, l'entreprise a repris les activités d'équipements de Transmission & Distribution de la société française Alstom. Depuis 2007, un certain nombre d'autres changements dans son actionnariat et son champ d'activités ont été débattus. L'un concernerait la privatisation partielle d'Areva, l'autre une fusion avec Alstom, l'entreprise française d'équipements électriques, tandis qu'un troisième consisterait pour Bouygues, l'entreprise de construction française, à prendre une participation importante dans Areva. Fin 2008, aucune décision n'avait été prise sur l'option ou l'ensemble d'options retenu.²⁷

2.2.1 Situation financière d'Areva

En janvier 2009, Siemens a annoncé qu'il exercerait son option de vente pour se retirer de l'entreprise commune Areva NP avant 2012, les commentaires de la presse laissant toutefois entendre que Siemens espérait une sortie beaucoup plus rapide, peut-être avant un an.²⁸ L'agence de notation Standard & Poor's a indiqué qu'elle prévoyait que le rachat de la participation de Siemens dans Areva NP pourrait prendre environ six mois. Dans le cadre de la structure d'actionnariat régissant Areva NP, Areva a la possibilité d'obliger Siemens à vendre sa participation à compter de janvier 2012, avec un préavis de trois ans. Siemens a la possibilité symétrique d'obliger Areva à la racheter, dans le cadre d'options appelées « put » et « call » (vente et achat). La valeur de l'option de vente de Siemens est basée sur des projections sur les futurs flux de trésorerie et a été estimée à 2,1 milliards d'euros dans les comptes financiers d'Areva au premier semestre 2008. Areva fera certainement valoir que, du fait des pertes occasionnées par la division ces dernières années, le chiffre de 2,1 milliards d'euros est trop élevé, tandis que Siemens mettra en avant que les futures commandes font qu'un chiffre proche de l'évaluation de 2008 est plus approprié.

Ce retrait n'était pas complètement inattendu. En fait, en 2007, les rôles étaient inversés et l'on rapportait que le gouvernement français cherchait les moyens de faire sortir Siemens de l'entreprise commune.²⁹ Il semble que Siemens ait conçu une certaine frustration de ne pouvoir exercer une influence stratégique sur Areva NP, « une incapacité à exercer une influence entrepreneuriale ». ³⁰ Les négociations sur les conditions du retrait seront complexes et la rapidité avec laquelle Siemens sera capable de jouer à nouveau un rôle concurrentiel sur le marché nucléaire constituera un sujet de discord important. Selon les termes de la joint-venture, l'accord créant Areva NP empêche Siemens d'entrer en concurrence avec Areva NP pendant huit années dans les domaines d'activités pour lesquels Siemens a apporté des technologies ou des installations à l'entreprise commune.³¹ Toutefois, Siemens serait actuellement en négociation avec le fournisseur nucléaire russe, Rosatom, pour mettre en place une entreprise commune et commencer à entrer en concurrence avec Areva NP d'ici 5 ans.

La nécessité de racheter la participation de Siemens va exercer une pression considérable sur les finances d'Areva et va probablement obliger le gouvernement français à préciser ses intentions pour Areva : va-t-il engager une privatisation partielle, une fusion avec Alstom ou autoriser Bouygues à prendre une participation ? La contrainte que fait peser ce choix apparaissait clairement dans les propos rapportés dans la presse. *The Economist* a cité un responsable nucléaire français déclarant : « Ce n'est pas une façon correcte de se comporter dans les affaires, normalement vous envoyez des signaux. » ³² Standard & Poor's a indiqué que la notation A-1 d'Areva pourrait être abaissée à A-2 si Areva devait financer en totalité le rachat avec un nouvel endettement.³³

Globalement, tout comme EDF, Areva pourrait avoir à vendre des actifs pour financer ses ambitieux projets de développement.³⁴ Les secteurs qui pourraient être vendus sont le pôle Transmission & Distribution et sa participation de 26,43 % dans une société minière, Eramet. À l'été 2008, son niveau d'endettement était d'environ 4,5 milliards d'euros et Areva était peu disposé à contracter de nouvelles dettes. Le groupe aura néanmoins besoin de 10 milliards d'euros pour financer ses besoins d'investissement au cours des quatre prochaines années, ainsi qu'environ 2 milliards de dollars pour racheter la participation de Siemens dans Areva NP.

2.2.2 Les secteurs d'activité d'Areva

Les tableaux 4, 5 et 6 (ci-dessous) montrent que de 2005 à maintenant, Areva a augmenté son chiffre d'affaires, son bénéfice et ses effectifs. Ce développement est intervenu dans ses quatre principaux pôles, à l'exception de l'aval du cycle du combustible qui a baissé en terme de chiffre d'affaires. En revanche,

ses activités Amont et Aval sont de loin les aspects les plus rentables, alors que la rentabilité du pôle « Réacteurs & Services » est régulièrement faible et, en 2007, cette dernière activité a été déficitaire. Les chiffres de rentabilité très médiocres pour le pôle « Réacteurs et Services » s'expliquent probablement par des pertes liées au contrat d'Olkiluoto. Dans son rapport annuel 2006, Areva a ajouté 452 millions d'euros à ses « provisions pour pertes à terminaison ». Areva précise que³⁵ « La provision constatée par le groupe en 2006 traduit l'augmentation des coûts et des aléas de ce projet [Olkiluoto]. » Dans son rapport annuel 2007, Areva ajoute 361 millions d'euros à ses « provisions pour pertes à terminaison » et précise que³⁶ « (c)et intitulé recouvre essentiellement les pertes à terminaison liées au contrat de construction du réacteur EPR OL3 [Olkiluoto]. » Sans ces provisions, la rentabilité de ce pôle aurait été comparable à celle des autres grandes divisions (voir plus loin pour une analyse plus détaillée). Standard & Poor's a donné une notation financière pour la première fois à Areva en décembre 2008, en lui attribuant A-1, la deuxième catégorie la plus élevée, même si l'annonce ultérieure par Siemens de son intention de se retirer d'Areva NP a suscité des doutes sur cette note.³⁷

Le tableau 7 fait apparaître qu'environ la moitié des salariés d'Areva sont encore basés en France, mais cette proportion se réduit avec la progression des effectifs dans tous les autres sites géographiques.

Tableau 4 – Le profil d'Areva

	2005	2006	2007
Ventes (millions €)	10 125	10 863	11 923
EBITDA (millions €)	1 117	1 293	1 335
Salariés (milliers)	59	61	66

Source : Documents de référence Areva 2006 et 2007.³⁸

Tableau 5 – Chiffre d'affaires / EBITDA par pôle d'activité (millions €)

	2005	2006	2007
Pôle amont	2 631 / 508	2 919 / 630	3 140 / 731
Réacteurs & Services	2 348 / 173	2 312 / 7	2 717 / (125)
Pôle aval	1 921 / 483	1 908 / 443	1 738 / 440
Transmission & Distribution	3 212 / 106	3 724 / 258	4 327 / 426
Autres³⁹	14 / (53)	0 / (46)	1 / (137)
Total	10 125 / 1217	10 863 / 1293	11 923 / 1 335

Source : Documents de référence Areva 2006 et 2007.⁴⁰

Remarque : Les chiffres entre parenthèses indiquent des pertes.

Tableau 6 – Salariés d'Areva par activité

	2005	2006	2007
Pôle amont	11 047	11 995	12 577
Réacteurs & Services	14,323	14,936	16,500
Pôle aval	10 864	10 697	10 638
Transmission & Distribution	22 094	22 988	25 248
Autres	432	495	620
Total	58 760	61 111	65 583

Source : Documents de référence Areva 2006 et 2007. ⁴¹

Tableau 7 – Salariés d'Areva par zone géographique

	2005	2006	2007
France	31 194	31 240	32 224
Europe (hors France)	12 085	13 456	14 556
Amérique du Nord et du Sud	7 912	7 497	8 717
Afrique & Moyen Orient	1 745	2 519	2 638
Asie-Pacifique	5 824	6 417	7 448
Total	58 760	61 111	65 583

Source : Documents de référence Areva 2006 et 2007. ⁴²

Tableau 8 – Chiffre d'affaires d'Areva par région et par activité (millions € - changement 2007/2006 en %)

	France	Europe (hors France)	Amérique N & S	Asie Pacifique	Afrique & Moyen-Orient	Total
Pôle amont	1108 / (15,4)	779 / 10,0	678 / 5,4	631 / 91,2	34 / (2,9)	3140 / 7,5
Réacteurs & Services	946 / 6,8	814 / 18,5	638 / 22,2	238 / 30,1	81 / 138,2	2717 / 17,5
Pôle aval	1000 / (11,1)	341 / (30,1)	86 / 10,3	310 / 44,2	1 /	1738 / (8,9)
Transmission & Distribution	348 / 10,1	1473 / 15,2	570 / (5,5)	1052 / 28,9	884 / 24,9	4327 / 16,2
Total	3313 / (6,1)	3407 / 7,7	1972 / 6,8	2231 / 44,4	1000 / 28,5	11923 / 9,8

Source : Documents de référence Areva 2006 et 2007. ⁴³

Remarque : Les chiffres entre parenthèses indiquent des pertes.

Si nous examinons le chiffre d'affaires par région et par activité (voir Tableau 8), nous pouvons constater qu'en France les activités Amont et Aval ont baissé fortement en 2007, mais que la France est encore le plus grand marché d'Areva pour le pôle « Réacteurs et Services ». L'activité « Transmission & Distribution » est réduite en France. Dans le reste de l'Europe, l'activité Aval connaît une diminution marquée à mesure que les pays abandonnent le retraitement des combustibles irradiés. Toutes les autres activités progressent fortement.

L'Amérique du Nord et du Sud représente encore une proportion relativement petite des activités, mais le pôle « Réacteurs & Services » progresse fortement dans cette zone et traduit l'implantation d'Areva sur le marché américain des services nucléaires. La région Asie-Pacifique augmente très fortement dans tous les secteurs, tandis que l'Afrique et le Moyen-Orient progressent de façon importante dans les domaines de la « Transmission & Distribution » et des « Réacteurs & Services » (néanmoins à partir d'un niveau très faible dans ce dernier cas).

2.2.3 Pôle Réacteurs et Services

Le pôle Réacteur & Services, qui contribue à 23 % du chiffre d'affaires d'Areva, est subdivisé en 7 business units (voir Tableau 9) :

- Réacteurs : conception, construction et ingénierie de centrales nucléaires ;
- Équipements : conception et fabrication des composants pour les centrales nucléaires ;
- Services nucléaires : maintenance, inspection et services aux centrales nucléaires ;
- AREVA TA : conception et fabrication de réacteurs pour la propulsion navale et de systèmes complexes avec un haut niveau de sécurité ;
- Nuclear Measurement : conception et fabrication d'appareils de mesures nucléaires ;
- Conseil et systèmes d'information : conseils, intégration de systèmes d'information et infogérance ;
- Énergies renouvelables.

Tableau 9 – Revenus par activité (millions €) dans le pôle Réacteurs & Services

	2007	2006
Business unit Réacteurs	1053	741
Business unit Équipements	215	251
Services nucléaires	791	644
AREVA TA	308	314
Mesures nucléaires	159	175
Conseil & Systèmes d'information	157	156
Énergies renouvelables	35	32
Total	2718	2313

Source : Documents de référence Areva 2006 et 2007. ⁴⁴

Les business units « Réacteurs » et « Équipements » sont celles qui ont les résultats les plus irréguliers dans la mesure où elles dépendent surtout des nouvelles commandes de réacteurs. Toutefois, même dans le secteur « Réacteurs », en 2006, les « activités récurrentes », c'est-à-dire les travaux sur des réacteurs en exploitation, comme la conception de nouveaux systèmes d'instrumentation, ont représenté presque les deux tiers du chiffre d'affaires « Réacteurs ». Areva prévoit que cette proportion va se réduire lorsque de nouvelles commandes seront passées, mais même ce pôle a un travail de base régulier qui ne dépend pas de nouvelles commandes. Par ailleurs, la business unit « Équipements » reçoit des commandes de la division « Réacteurs » et la plupart des équipements qu'elle fournit, comme les cuves des réacteurs, ne sont pas remplaçables. Les commandes récurrentes constituent donc une petite proportion des activités, même si le remplacement des générateurs de vapeur représente effectivement un apport utile de commandes (EDF ouvre actuellement ce marché à la concurrence et Areva n'a pas la garantie d'avoir cette activité). Il existe une pénurie de capacités de production pour un grand nombre de ces composants de base, par exemple, le forgeage des cuves de réacteur, et Areva pourrait fournir des matériels à d'autres constructeurs de réacteurs. Il devrait donc s'agir d'une activité rentable s'il y a effectivement un décollage des commandes de nouveaux réacteurs, au moins jusqu'à ce que la pénurie de capacité soit surmontée. Enfin, l'activité de la business unit « Services nucléaires » est dominée par les travaux sur des réacteurs existants et représente donc un marché relativement stable, encore que très concurrentiel, un certain nombre d'entreprises de services spécialisées faisant concurrence aux principaux fournisseurs.

Globalement, les « Services aux réacteurs » d'Areva ne dépendent pas de nouvelles commandes. Les réacteurs existants génèrent d'importants volumes de travail. Par le passé, les constructeurs ont pu dominer le marché des travaux « récurrents » pour les réacteurs qu'ils avaient vendus et cette activité était très rentable et justifiait peut-être même de vendre un réacteur à un prix « sacrifié ». Cependant, ces marchés sont maintenant extrêmement concurrentiels, avec des fournisseurs qui proposent de travailler sur les réacteurs d'autres fournisseurs et des entreprises spécialisées. Le marché potentiel s'est donc développé, mais sa rentabilité et son niveau de risque ont augmenté.

Dans la liste des marchés existants et potentiels donnés par Areva pour de nouveaux réacteurs figurent la France, la Finlande et la Chine pour les marchés existants, et les États-Unis, le Royaume-Uni et l'Afrique du Sud pour les commandes potentielles.⁴⁵ Il indique aussi la Bulgarie, mais ce travail porterait sur l'achèvement d'une centrale de modèle russe partiellement construite et ce marché ne sera donc pas examiné ici. La compagnie sud-africaine Eskom a abandonné ses projets de commander 2 EPR en décembre 2008,⁴⁶ et ce marché n'est donc pas non plus analysé ici.

2.3 Le gouvernement français

Le gouvernement n'est plus en mesure d'apporter à Areva et EDF un soutien aussi important que par le passé. La Directive européenne sur l'électricité ouvre les marchés de l'électricité à la concurrence et EDF ne peut donc plus planifier la totalité du secteur français de la production électrique. Le droit communautaire sur la concurrence réduit aussi la mesure dans laquelle les gouvernements peuvent subventionner leurs entreprises. En théorie, si l'aide d'un État s'avérait suffisante pour améliorer leur position concurrentielle, ceci serait considéré par la Commission européenne comme une aide d'État « abusive » parce qu'elle entraînerait une distorsion des marchés.⁴⁷ L'aval donné par la Commission aux garanties fournies pour Olkiluoto est d'autant plus inexplicables dans ce contexte.

Le principal domaine dans lequel le gouvernement français peut encore apporter une aide, particulièrement en dehors de l'UE, est celui des garanties de crédit à l'exportation par le biais de son agence, la Coface. La Coface a accordé une garantie de crédit à l'exportation pour la commande du

réacteur d'Olkiluoto. Cette intervention a été contestée par Greenpeace et l'EREF (voir ci-dessous) mais la Commission européenne a estimé pour des motifs plutôt suspects qu'il ne s'agissait pas d'une « aide d'État abusive ». ⁴⁸ La Coface a indiqué en août 2008 qu'elle se préparait à délivrer un accord préliminaire pour assurer le financement de deux réacteurs EPR d'Areva à Taishan, dans la province chinoise de Guangdong (voir ci-dessous) ⁴⁹. Par ailleurs, la Coface a annoncé un accord pour assurer le financement de deux EPR qui pourraient être construits en Afrique du Sud. L'étendue des garanties qui seraient apportées par la Coface n'a pas été révélée, mais après l'échec du marché sud-africain, Areva a affirmé qu'il serait capable de couvrir 85 % du coût avec des organismes de crédit à l'exportation de l'OCDE. ⁵⁰ Le rapport ne précisait pas quels autres organismes que la Coface pourraient participer à cette couverture. Sans ces garanties, le financement serait beaucoup plus difficile à mettre au point, particulièrement pour les marchés dans les pays en développement. Areva ne dispose pas de d'une marge financière suffisante pour offrir un financement, alors qu'EDF pourrait partiellement le faire en prenant une participation dans les nouvelles centrales comme il le fait au Royaume-Uni, aux États-Unis et en Chine.

3. Les marchés clés d'EDF et Areva

Dans cette section, nous examinerons de façon détaillée les marchés visés par EDF et Areva pour leurs activités nucléaires. Nous nous intéresserons aux investissements qu'ils ont effectués et aux perspectives et aux risques découlant de leur stratégie.

3.1 France

La France reste le marché clé aussi bien pour EDF que pour Areva. Les 58 REP français (63 GW), appartenant tous à EDF ⁵¹, sont entrés en service essentiellement pendant la période 1977-1992, à un moment où leur durée de vie attendue était de 40 ans. Ces réacteurs apportent à Areva un volume travail de maintenance relativement sûr et sans équivalent pour aucun autre fournisseur. L'importance stratégique de l'EPR tenait donc pour EDF à avoir une technologie éprouvée disponible pour remplacer les installations existantes. Le seul remplacement de ces réacteurs à la fin de leur durée d'exploitation nécessiterait l'achèvement d'environ 2-3 EPR par an à partir de 2017. ⁵² La commande du réacteur d'Olkiluoto en 2004 a donc constitué une première étape utile pour acquérir une expérience avec l'EPR, tandis que la commande de Flamanville passée par EDF en 2007 lui a donné une certaine expérience directe, de façon à pouvoir disposer des compétences appropriées quand les commandes régulières seraient nécessaires.

Dans la pratique, du fait d'un certain nombre de facteurs, ce flux régulier de commandes d'EPR par EDF en France pourrait ne pas se concrétiser.

- On s'attend maintenant à ce que les REP bénéficient d'une autorisation pour 60 ans et, par conséquent les principaux besoins de remplacement ne se concrétiseraient qu'après 2030 ;
- EDF ne dispose plus d'un monopole en France et la fusion de GDF (la compagnie gazière contrôlée par l'État) avec Suez (dont la principale branche est Electrabel, une compagnie électrique qui domine le marché belge) va se traduire par une certaine forme de concurrence vis-

à-vis d'EDF. Cela signifie qu'EDF ne peut plus décider d'une planification centralisée du système électrique français : tout ceci sera soumis aux forces du marché ;

- Il existe déjà une surcapacité électronucléaire en France, ce qui signifie que les réacteurs existants ne peuvent pas toujours être facilement utilisés à pleine capacité.

Du fait de ces facteurs, il ne sera probablement pas nécessaire de recourir à de nouvelles capacités de production pour remplacer les anciens REP, et on ne peut se baser sur l'hypothèse que les éventuelles nouvelles installations nécessaires seront choisies et construites par EDF.

3.1.1 EDF en France

Prolongation de la durée de vie des réacteurs

EDF a décidé depuis plus de dix ans de faire de l'EPR une technologie commerciale. Pourtant, depuis 3 ou 4 ans, du fait d'un certain nombre de facteurs, la priorité de commander de nouveaux réacteurs pour remplacer ceux qui existent a pu se réduire.

Aux États-Unis, le cadre réglementaire permettant à des REP d'obtenir une autorisation d'exploitation pouvant atteindre 60 ans au lieu des 40 années prévues à l'origine, a maintenant été clairement défini. Il n'est pas prouvé que des REP puissent réellement fonctionner pendant 60 ans, puisque les plus anciens REP actuellement en exploitation dans le monde n'ont qu'environ 40 ans. Contrairement à ce qui se passe aux États-Unis, l'organisme français de réglementation n'accorde pas une licence pour une durée déterminée, l'autorisation est renouvelée tous les 10 ans. Les exploitants français doivent donc tous les 10 ans démontrer aux autorités de sûreté que chaque réacteur peut continuer à fonctionner en toute sécurité pendant la décennie qui suit. En 2009, deux premiers réacteurs seront soumis aux inspections décennales des 30 ans (ce processus a pris un peu de retard).

EDF avait prévu à l'origine que les réacteurs fonctionneraient pendant 40 ans ou moins et donc, en supposant une durée de construction de 5-6 ans, la construction des réacteurs de remplacement auraient dû commencer aux alentours de 2010. Toutefois, en décembre 2008, EDF a exprimé son intention de faire fonctionner ses réacteurs 900 MW (34 tranches achevées entre 1977 et 1990) pendant une durée pouvant atteindre 60 ans. Le Directeur général délégué aux Finances, Daniel Camus estime que « toute l'attention [d'EDF] et tout [son] travail de maintenance visent à l'exploitation des réacteurs au-delà de la limite des 40 ans » et qu'EDF « ne promettra jamais d'arriver à 60 ans mais s'emploiera à tout faire pour passer de 40 à 50, puis de 50 à 60 ans. »⁵³

Le fait de ne pas avoir à obtenir une autorisation pour de nouveaux sites de réacteurs et de ne pas avoir à gérer un grand nombre de projets de construction pourrait se traduire par d'énormes avantages logistiques. Ne pas avoir à construire de nouveaux réacteurs permettrait aussi d'éviter d'aggraver la grave pénurie des compétences nucléaires au niveau international. EDF est aussi confronté à une incertitude sur son rôle sur le marché français, sauf à ignorer l'esprit de la Directive communautaire sur l'électricité, qui exige le remplacement des monopoles nationaux de production électrique par un seul marché européen concurrentiel de l'électricité. EDF devra réduire considérablement sa part du marché de la production en France. Dans une telle situation, la construction de nouvelles capacités de production serait extrêmement risquée et apparaîtrait politiquement provocatrice. Une option alternative serait de construire des réacteurs en collaboration avec d'autres électriciens, comme il le fait avec ENEL pour l'installation de Flamanville (voir plus loin). GDF-Suez, qui ne dispose que d'une expérience limitée dans la construction des réacteurs nucléaires et souhaiterait élargir ses activités dans l'électricité en France, pourrait aussi être un partenaire satisfaisant. La société possède déjà des parts dans deux sites

EDF, Tricastin et Chooz (1100 MW) et est entré en concurrence avec ENEL pour prendre une participation dans Flamanville.⁵⁴

En juillet 2008, le président Sarkozy a annoncé qu'un second EPR serait construit en France sur un site qui reste à identifier.⁵⁵ Par la suite, N. Sarkozy a précisé que ce site serait Penly et qu'EDF serait le propriétaire majoritaire avec GDF-Suez prenant une participation minoritaire.⁵⁶ GDF-Suez construirait le troisième réacteur. Le début de la construction a été prévu pour 2011.⁵⁷

Il y aurait aussi d'énormes avantages financiers pour EDF si la durée de vie des réacteurs existants pouvait être prolongée jusqu'à 60 ans. EDF estime à 400 millions d'euros par réacteur les dépenses de maintenance et de modernisation et, à partir de ce chiffre, il a calculé que la valeur nette de la prolongation de la durée de la totalité des 34 réacteurs 900 MW s'élèverait à environ 40 milliards d'euros.⁵⁸

Il y aurait notamment des avantages financiers pour les fonds de démantèlement. La Loi de programme sur la gestion durable des matières et déchets radioactifs (Loi Birraux) de 2006 exige qu'EDF identifie clairement et sépare les actifs qui permettraient de financer l'évacuation des déchets, le retraitement des combustibles usés et le démantèlement.⁵⁹ EDF avait auparavant pris des dispositions comptables pour ces activités, mais les provisions n'étaient ni séparées ni identifiées et, dans les faits, EDF pouvait utiliser cet argent pour financer son développement international et ses besoins d'investissements nationaux. À la fin de 2006, les actifs dédiés représentaient 6 milliards d'euros. EDF a ensuite estimé qu'il aurait identifié d'ici fin 2010 les actifs correspondant à la totalité des « passifs nucléaires » prévus, d'un montant d'environ 16 milliards d'euros (voir Tableau 10).

Tableau 10 – Provisions pour les activités de l'aval du cycle (millions €)

	2005	2006	2007
Provisions pour déconstruction & dernier cœur	13136	13824	13654
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	14752	15381	17455

Source : EDF, Comptes consolidés, 2006 et 2007⁶⁰

La valeur actualisée du passif associé au démantèlement (en utilisant un taux d'intérêt réel de 3 %) a été estimée à environ 13 milliards d'euros, soit environ 250 millions d'euros par réacteur.⁶¹ Ce chiffre paraît très faible. S'il devait s'avérer significativement supérieur la prolongation de la durée de vie des réacteurs accorderait 20 années supplémentaires pour dégager de l'argent et elle permettrait aussi d'accroître les provisions grâce aux intérêts rapportés par les fonds. EDF peut faire l'hypothèse que les provisions progressent de 3 % par an⁶² en termes réels (hors inflation), ce qui en 20 ans reviendrait à ajouter 80 % aux fonds.

S'il est vrai que prolongation de la durée de vie des réacteurs serait financièrement justifiée pour EDF, elle ruinerait également le programme français de commandes d'EPR. Si le projet visant à prolonger la durée de vie des centrales jusqu'à 60 ans était mis en œuvre, aucune commande importante ne serait nécessaire pour la France avant environ 2030. D'ici là, la conception de l'EPR aurait probablement

nécessité, au minimum, d'importantes modifications pour continuer d'obtenir une autorisation d'exploitation. Il se pourrait que les initiatives agressives d'EDF sur les marchés internationaux soient justifiées en partie par la nécessité de générer un carnet de commandes suffisant pour l'EPR, afin de pouvoir le maintenir comme une option viable pour le marché national.

Flamanville 3

La commande de l'EPR d'Olkiluoto, décidée en 2003 et passée en 2004, a été très avantageuse pour EDF. Elle a permis une démonstration pratique du modèle EPR sans qu'EDF ait à construire des capacités de production excédentaires. Outre qu'elle a retardé le moment où EDF a eu besoin de faire des investissements, elle a aussi permis à quelqu'un d'autre d'affronter les inévitables problèmes des têtes de série. Cependant, quand l'EPR a reçu de l'autorité de sûreté (DGSNR) l'approbation de la conception finale en 2004, EDF a décidé de tester la technologie avec une commande pour le site de Flamanville⁶³, où deux réacteurs 1300 MW sont déjà en exploitation. Le réacteur a été officiellement commandé en 2006 et les travaux sur le site ont commencé en décembre 2007.

Les coûts et la durée de construction retenus par EDF étaient quelque peu supérieurs à ceux qui avaient été adoptés pour Olkiluoto. En mars 2006, il est apparu qu'EDF prévoyait que le second EPR commandé, pour son site de Flamanville, coûterait 3,3 milliards d'euros, soit 10 % de plus que le prix contractuel pour Olkiluoto, et que le délai de réalisation serait de 54 mois au lieu des 48 mois prévus pour Olkiluoto.⁶⁴ Néanmoins, à la différence du contrat pour Olkiluoto, ce prix ne comprend pas le coût de la première charge de combustible (traditionnellement compris dans le coût d'un réacteur nucléaire), tandis que le prix d'Olkiluoto comprend les intérêts intercalaires.⁶⁵ Le taux d'intérêt très faible appliqué à Olkiluoto se traduit dans ce cas par des intérêts intercalaires peu élevés.⁶⁶ Aussi, la différence entre le prix d'Olkiluoto et celui de Flamanville est-elle plus importante que les chiffres globaux le laissent supposer.

ENEL, la plus grande compagnie électrique italienne, a pris une participation de 12,5 % dans Flamanville 3 et contribuera de façon proportionnelle à son financement. Le Rapport annuel 2007 d'EDF indique :

« Le 30 novembre 2007, EDF et ENEL ont signé un accord de partenariat stratégique aux termes duquel ENEL assure 12,5 % du financement de l'ensemble des dépenses de construction, exploitation, démantèlement et gestion de fin de cycle nucléaire pour le réacteur nucléaire de Flamanville 3, de type EPR, en échange de l'accès à 12,5 % de l'électricité produite par cet EPR au cours de sa durée de vie. L'exploitant nucléaire de l'installation est EDF, qui assume la totale responsabilité de son exploitation. L'accord de partenariat donne aussi à ENEL la possibilité d'acquérir progressivement l'électricité produite par les réacteurs nucléaires d'EDF jusqu'à une capacité totale de 1 200 MW. »⁶⁷

Il ajoute :

« ENEL a aussi la possibilité, jusqu'en 2023, de prendre dans les mêmes conditions une participation de 12,5 % dans les cinq projets EPR susceptibles d'être mis en place par EDF jusqu'à cette date. »⁶⁸

Une des différences importantes entre Flamanville et Olkiluoto est qu'Olkiluoto était un contrat clé en mains complet entre Areva NP et le propriétaire d'Olkiluoto, TVO. Ceci signifie que la construction de l'installation est entièrement gérée par Areva NP et que le prix a été fixé au niveau prévu dans le contrat. C'est une voie qu'EDF n'a jamais suivie dans la mesure où le groupe a toujours été « l'architecte ensemblier » des centrales. Pour Flamanville 3, Areva a la responsabilité de l'îlot nucléaire, Alstom du turbo-alternateur, Bouygues du génie civil et EDF lui-même est l'architecte-ensemblier.

En mai 2008, les autorités de sûreté françaises ont temporairement interrompu la construction du fait de problèmes de qualité dans le coulage du béton du radier.⁶⁹ Les retards ont amené le fournisseur, Areva NP, à prévoir que le réacteur ne serait pas achevé avant 2013, avec une année de retard. Toutefois, en novembre 2008, EDF a affirmé qu'il serait possible de rattraper ces retards sans changements majeurs des conditions de travail, et que ces erreurs initiales avaient permis un retour d'expérience.⁷⁰

Bouygues, l'entreprise chargée par EDF des travaux de génie civil, a été confrontée à des retards importants en 2008 en essayant de creuser la conduite de rejet en mer de Flamanville-3 à l'aide d'explosifs, du fait d'une densité du granit supérieure à ce qui avait été prévue. Le problème a été résolu par l'utilisation d'un tunnelier, entraînant un coût supplémentaire de 40 millions d'euros.⁷¹ EDF a reconnu que les prévisions des coûts de construction pour Flamanville étaient passées de 3,3 à 4 milliards d'euros.⁷² EDF a attribué à l'inflation et aux changements techniques et réglementaires l'essentiel des 20 % de dépassement du coût instantané pour Flamanville. L'augmentation du prix des matières premières et de la main d'œuvre depuis la précédente projection ne représentait qu'un pourcentage plus faible de la réévaluation. *Nucleonics Week* a ainsi précisé que :

« L'inflation a représenté 8 % de l'augmentation par rapport à l'estimation de 2005, soit environ 250 millions d'euros en euros 2008, ce qui amène à un chiffre de base de 3,55 milliards d'euros. Environ 150 millions d'euros ont été rajoutés à cela pour tenir compte des réévaluations, notamment pour les matières premières (cuivre, nickel et titane), l'acier et la main-d'œuvre. Une partie de cette hausse était due à la révision des prix indexés dans des contrats antérieurs, et une autre partie à des prix plus élevés que prévus pour les 20 % de contrats Flamanville-3 que EDF a conclus depuis 2005. Ces révisions ont porté le coût à 3,7 milliards d'euros. J.-L. Mathias [directeur général EDF] a indiqué que le coût de résolution des problèmes techniques pour répondre aux nouvelles réglementations de sécurité et l'augmentation des réserves pour dépenses imprévues a ajouté 300 millions d'euros, soit environ 8 %, ce qui porte le nouveau total à 4 milliards d'euros. »⁷³

L'inflation des coûts de Flamanville tiendrait à ce que, plus que ceux d'Olkiluoto, ils subissaient les coûts de tête de série (« first-of-a-kind » ou FOAK) intégrant les frais de développement et d'études de conception.⁷⁴ EDF n'a pas précisé l'ampleur des coûts de tête de série à Flamanville 3, mais par le passé il a estimé que le coût d'un réacteur tête de série pouvait être le double d'un réacteur construit en série, sur la base d'une série d'au moins 10 installations.⁷⁵ Cependant, EDF a indiqué qu'un second EPR en France serait encore plus coûteux. L'effet de série ne serait permis qu'à partir de la construction d'un troisième ou quatrième réacteur.⁷⁶ EDF a affirmé qu'il pourrait y avoir des économies sur les coûts de construction grâce au retour d'expérience de Flamanville, mais que ces économies seraient annulées par les tensions sur les marchés des matières premières et des équipements, qui sont actuellement plus vives qu'en 2004-2005, lorsque les contrats conclus par EDF pour Flamanville ont été signés.⁷⁷

Impact sur EDF des retards et des dépassements de coûts

EDF se trouve dans une situation unique au niveau mondial, au sens où la France dispose de capacités de production nucléaire supérieures à ce qu'elle peut utiliser. De ce fait, il doit réduire la production de certaines de ses centrales nucléaires lorsque la demande en électricité est faible, et il a même dû remettre en service une centrale au fuel de 700 MW fermée depuis 12 ans, parce qu'il avait besoin d'une capacité de pointe que les réacteurs nucléaires ne pouvaient fournir. Il est donc très difficile de savoir comment la production de Flamanville sera utilisée. En période de faible demande, il est probable que Flamanville 3 se substituera aux autres réacteurs nucléaires, tandis que pendant le reste de l'année il remplacera les centrales thermiques classiques. Il est donc très difficile de déterminer, sans accéder à la structure détaillée des coûts d'EDF, si les économies permises par le remplacement de centrales thermiques vont

permettre de contrebalancer les coûts d'exploitation nucléaires de Flamanville 3. Il est par ailleurs difficile de savoir si l'excédent de production disponible pourra être vendu de façon rentable sur les marchés à l'exportation. Étant donné la surcapacité d'EDF, l'impact d'un retard dans l'achèvement de l'installation pourrait être tout à fait limité.

Les tarifs d'EDF pour ses clients résidentiels sont encore réglementés et c'est en fin de compte le gouvernement français qui décidera dans quelle mesure d'éventuels coûts supplémentaires pourraient être recouverts. L'organisme de régulation, la CRE, transmet un avis au gouvernement mais ce dernier n'est pas obligé de l'accepter. De la même manière, en cas de dépassement des coûts à Flamanville, c'est le gouvernement/le régulateur qui pourrait décider si EDF serait obligé de déduire ces coûts supplémentaires de ses bénéfices. Si les coûts supplémentaires étaient de 50 %, soit environ 2 milliards d'euros, et qu'EDF soit forcé de les déduire de ses profits et de répartir cette somme sur plusieurs années, l'impact sur ses gains globaux serait très limité, étant donné que le profit d'EDF dépasse les 15 milliards d'euros par an.

3.1.2 Areva en France

Pour Areva, le marché français joue un rôle crucial dans son activité EPR. En l'absence d'un volume régulier de commandes en France, il sera très difficile d'obtenir suffisamment de contrats à l'exportation pour maintenir la viabilité de l'activité. C'est pourquoi la décision sur la prolongation de la durée de vie des réacteurs a une importance cruciale. Si la durée de vie des REP existants est prolongée jusqu'à 60 ans, le marché français ne représentera pas un nombre important de commandes avant 2030, date à laquelle il est très probable que l'EPR ne sera plus un modèle commercial.

Pour le réacteur de Flamanville, l'impact d'éventuels dépassements de coûts ou de délais serait largement indirect, sous réserve qu'Areva puisse fournir les équipements qui lui ont été demandés au prix contractuel. Dans la pratique, il existe une escalade des coûts nucléaires soit du fait des changements de conception, soit du fait de problèmes sur site. En ce qui concerne le réacteur de Flamanville, Areva n'est responsable d'aucun des problèmes sur site, il n'est qu'un fournisseur d'équipements. L'impact indirect de problèmes importants à Flamanville, en termes d'atteinte à sa réputation sur les deux sites EPR européens, serait beaucoup plus important.

3.2 Finlande

3.2.1 Areva en Finlande

Les compagnies électriques finlandaises ont essayé d'obtenir du Parlement le feu vert pour un cinquième réacteur nucléaire à partir de 1992, et ils y sont finalement parvenus en 2002. La commande du réacteur d'Olkiluoto, passée en 2004, a donné une énorme impulsion à l'industrie nucléaire en général et au constructeur, Areva NP, en particulier. Les avantages pour EDF ont toutefois été indirects, et ce dernier n'a joué aucun rôle dans la construction du réacteur. Lorsqu'il sera achevé, le réacteur d'Olkiluoto servira de démonstration et de référence pour les autres acheteurs potentiels de l'EPR. De manière tout aussi importante, le nouveau réacteur d'Olkiluoto semblait montrer que des commandes nucléaires étaient possibles sur des marchés électriques concurrentiels. La Finlande fait partie de ce que l'on considère généralement comme le marché de l'électricité le plus concurrentiel du monde, le marché scandinave, qui englobe la Norvège, la Suède, la Finlande et le Danemark. La Finlande bénéficie également d'une excellente réputation dans l'exploitation des 4 réacteurs qu'elle possède.

Les termes du contrat

Les détails sur la façon dont l'installation serait financée n'ont pas été publiés, mais la Fédération européenne des énergies renouvelables (EREF) et Greenpeace ont déposé plainte séparément devant la Commission européenne en décembre 2004, sur le fondement que ce financement contrevenait aux réglementations communautaires sur les aides d'État.⁷⁸ La Commission a seulement commencé à instruire les plaintes en octobre 2006 et, en septembre 2007, les autorités de concurrence de la Commission européenne ont abandonné l'affaire.⁷⁹ Selon l'EREF, la BLB (Bayerische Landesbank, qui appartient à l'État de Bavière) a dirigé le syndicat de banques (avec Handelsbanken, Nordea, BNP Paribas et J P Morgan) qui a apporté la majorité du financement. Ce syndicat a fourni un prêt de 1,95 milliard d'euros, soit environ 60 % du coût total, à un taux d'intérêt remarquablement bas de 2,6 %.⁸⁰

Deux organismes de crédit à l'exportation sont également impliqués : la Coface française, avec une garantie de crédit à l'exportation de 610 millions d'euros, couvrant les fournitures d'Areva, et l'Agence suédoise de crédit à l'exportation (SEK) à hauteur de 110 millions d'euros.⁸¹ Ici encore, il s'agit d'une caractéristique étonnante dans la mesure où les garanties de crédit à l'exportation ne sont généralement offertes qu'aux exportations vers les pays en développement avec des économies instables, et la Finlande n'entre pas dans cette catégorie.

L'acheteur, Teollisuuden Voima Oy (TVO), est une structure propre à la Finlande. Pohjolan Voima Oy (PVO), le plus grand actionnaire, détient 60 % des parts de TVO. PVO est une société à but non lucratif qui appartient aux industries finlandaises grosses consommatrices d'électricité, qui produit environ 15 % de l'électricité en Finlande. Ses actionnaires sont en droit d'acheter de l'électricité à prix coûtant, en proportion de leur participation au capital. En retour, ils sont obligés de payer des coûts fixes en fonction du pourcentage de leurs actions, et des coûts variables en proportion du volume d'électricité qu'ils consomment. L'autre grand actionnaire de TVO est la compagnie électrique finlandaise Fortum, qui possède une participation de 25 %. La majorité des actions de Fortum appartiennent au gouvernement finlandais.⁸² Cette configuration correspond dans les faits à un contrat pour la production d'Olkiluoto-3 sur toute la durée de vie de l'installation, à des prix déterminés de façon à couvrir les coûts supportés, quels qu'ils soient.

Globalement donc, les risques économiques de la construction de ce réacteur sont supportés par les consommateurs, à travers les dispositions du contrat à coût remboursé, les contribuables français (et suédois) à travers les garanties de crédit, et le constructeur, AREVA NP (détenu en majorité par l'État français), à travers le contrat clés en main.

Retour d'expérience à Olkiluoto

Depuis le début de 2005, la durée de construction à Olkiluoto n'a fait qu'augmenter, si bien qu'après trois ans de chantier, en novembre 2008, le réacteur avait trois ans de retard sur le planning et le constructeur, Areva, subissait des pertes importantes.⁸³ Cette situation n'était pas liée à un problème particulier mais résultait de toute une série de défaillances concernant notamment des soudures, des retards dans les études d'exécution, des problèmes avec le béton et la qualité de certains équipements. Plus généralement, il semblait qu'aucune des parties impliquées, y compris le constructeur, le client ou l'autorité de sûreté n'avait une compréhension suffisamment claire des obligations qui pesaient sur elle dans le cadre de la construction d'un réacteur nucléaire.

En décembre 2006, le ministère français de l'Industrie (le gouvernement français possède plus de 90 % d'Areva) a déclaré que les pertes d'Areva avaient atteint 700 millions d'euros sur un contrat fixé à

3 milliards d'euros.⁸⁴ Le contrat clés en main était généralement considéré comme une façon de faire supporter à Areva NP tous les risques d'escalade des prix. Néanmoins, avant même que des travaux importants aient été effectués, Areva a reconnu que le prix n'était pas aussi fixe que ce qu'on avait dit. Bertrand Durrande, un vice-président exécutif d'Areva NP, a déclaré que « même un contrat clés en main ne garantit pas qu'un client ne paiera pas un euro de plus. »⁸⁵ Il a ainsi expliqué que le contrat avec TVO portait sur une étendue des travaux déterminée pour laquelle « il y a un prix fixe » dans le contrat d'origine. Cependant, ajoute B. Durrande, « quand vous arrivez à la phase de construction, il y a toujours un certain nombre de discussions parce que l'une ou l'autre des parties s'aperçoit que le contrat d'origine ne couvre pas tout, ou que certaines choses doivent être changées. »⁸⁶

Un an plus tard, les contraintes inhérentes à un contrat clés en main pour une commande aussi complexe devenaient apparentes. Philippe Knoche, un représentant d'Areva NP, a indiqué que « Areva-Siemens ne pouvait accepter une responsabilité d'indemnisation à 100 % parce que ce projet relève d'une coopération étendue. Le site de construction est commun et nous refusons absolument le principe d'une indemnisation à 100 %. »⁸⁷ TVO n'a pas accepté cette interprétation et le chef de projet de TVO, Martin Landtman, interrogé sur la déclaration de P. Knoche, a répondu : « Je ne pense pas qu'Areva ait dit cela. Le site est entre les mains du constructeur pour le moment. Bien sûr, à la fin, c'est TVO qui est responsable de ce qui se passe sur le site. Mais la réalisation du projet est de la responsabilité d'Areva. »⁸⁸ Il se pourrait bien que le différend doive être tranché par un tribunal.

Du côté financier, le gouvernement allemand a dû procéder au sauvetage du leader du syndicat de banques, BLB. En novembre 2008, ce dernier a reçu le premier versement de garanties du gouvernement allemand pour une somme de 15 milliards d'euros.⁸⁹ Si ce montant est suffisant pour stabiliser les comptes de la banque, le prêt à TVO ne devrait pas être affecté.

L'indemnisation pour retard a déjà atteint la limite de 300 millions d'euros qui serait payable pour un retard de 18 mois. TVO ne recevra pas d'indemnisation pour des retards allant au-delà de ceux qui avaient déjà été atteints en septembre 2006. Il n'est plus possible de négliger l'éventualité que le coût d'achat sur le marché scandinave de l'électricité qu'Olkiluoto devait produire durant les années 2009-12 soit si élevé que TVO se retrouve en défaut de paiement. TVO va devoir acheter de l'électricité sur le marché de gros scandinave pendant au moins trois ans. Les capacités de production deviennent insuffisantes sur le marché scandinave et, comme le système dépend de l'hydroélectricité, il est vulnérable en cas d'hivers secs, ce qui, ces dernières années, a provoqué une augmentation des prix de gros qui a pu atteindre un facteur cinq. Pour les gros consommateurs d'énergie qui constituent la clientèle de PVO, des prix de l'électricité élevés et irréguliers sont intolérables.

En décembre 2008, TVO a annoncé que le consortium Areva-Siemens qui fournit l'installation avait déposé une demande d'arbitrage concernant le retard et les coûts associés. Son communiqué de presse précisait :

« La demande porte sur une plainte introduite auparavant par le consortium à l'encontre de TVO, que TVO a étudiée et a jugée sans fondement. TVO va naturellement étudier attentivement le dossier maintenant présenté et y apportera une réponse. Comme l'a indiqué TVO dans son bilan intermédiaire de janvier-juin 2008, TVO avait antérieurement demandé une indemnisation auprès du constructeur de l'installation pour les pertes et les coûts supportés du fait du retard du projet. »⁹⁰

Le résultat de l'arbitrage n'est pas prévisible et les estimations les plus récentes des dépassements de coûts dataient de plus d'un an en décembre 2008 et se situaient entre 0,5 et 1,5 milliard d'euros.⁹¹ En mars 2008, *Nucleonics Week* indiquait :

« Areva a déclaré qu'il n'avait pas enregistré d'autres provisions pour couvrir d'éventuelles pertes sur OL3 au cours du deuxième trimestre 2007, et A. Lauvergeon a continué à refuser de révéler les montants inscrits en 2006 et au premier semestre 2007. Les experts ont estimé ces provisions à 700 millions d'euros mais certaines estimations situent à 1,5 milliard d'euros la perte potentielle à l'achèvement du projet. »⁹²

Par la suite, en septembre 2008, Areva NP a annoncé une perte d'exploitation de 258 millions d'euros au premier trimestre 2008, après que l'entreprise ait inscrit des provisions indéterminées pour Olkiluoto. Malgré cela, Standard & Poor's a donné à Areva une notation financière élevée en décembre. S&P a indiqué qu'il ne s'attendait pas à des impacts négatifs durables liés à Olkiluoto et qu'il ne prévoyait pas que Siemens exercerait son « option de vente » pour sa participation de 34 % dans Areva NP.⁹³ Cette dernière prédiction s'est rapidement avérée fautive (voir plus haut) et la notation financière d'Areva pourrait baisser de A-1 à A-2. Siemens a annoncé des charges de 344 millions d'euros pour le contrat d'Olkiluoto dans son rapport annuel 2008.⁹⁴ Cette somme venait s'ajouter à des provisions antérieures que Siemens a refusé de chiffrer.

La presse finlandaise a rapporté en décembre 2008 qu'Areva avait annoncé qu'il n'était pas intéressé par les futurs projets nucléaires en Finlande.⁹⁵ L'expérience d'Olkiluoto a jusqu'ici laissé une question sans réponse : s'agit-il d'un échec isolé ou est-ce la démonstration que les vieux problèmes liés à l'impossibilité de prévoir les coûts et les délais de construction n'ont pas été résolus ?

Les futures commandes de réacteurs

Malgré les problèmes rencontrés avec Olkiluoto 3, trois compagnies électriques ont annoncé qu'elles voudraient construire un autre réacteur nucléaire en Finlande. Premièrement, TVO a annoncé qu'il voudrait construire un quatrième réacteur sur le site d'Olkiluoto. Il a déjà achevé une étude d'impact sur l'environnement (EIE) qui affirme qu'un nouveau réacteur de 1000-1800 MW pourrait être raccordé au réseau en 2018, ce qui implique une commande environ en 2012⁹⁶. Toutefois, aucune décision n'a été prise pour le constructeur et l'étude d'impact sur l'environnement a identifié neuf modèles possibles (dont l'EPR).

Deuxièmement, Fortum a annoncé qu'il souhaiterait construire un nouveau réacteur sur le site de Loviisa, où deux réacteurs de conception russe sont en exploitation. Fortum a soumis une étude d'impact sur l'environnement pour ce site en avril 2008.⁹⁷ Comme pour Olkiluoto 4, aucun type de réacteur ou constructeur n'a encore été identifié mais la construction devait démarrer en 2012 pour s'achever en 2018.

Le troisième développeur possible, Fennovoima, un consortium d'environ 60 entreprises finlandaises comprenant notamment des compagnies électriques, étudie actuellement quatre sites et a soumis une EIE en janvier 2008.⁹⁸ En janvier 2009, Fennovoima a demandé au ministère de l'Emploi et de l'économie une décision de principe sur le projet. Fennovoima prévoit de raccorder au réseau une centrale (un ou deux réacteurs) de 1500-2500 MW en 2020.⁹⁹ Il a identifié Westinghouse/Toshiba et Areva comme les deux constructeurs les plus probables.

Le ministre des Affaires économiques, Mauri Pekkarinen, a déclaré que la Finlande n'aurait besoin d'un nouveau réacteur qu'en 2020. Le gouvernement finlandais prévoit de prendre une décision début 2010.¹⁰⁰

Il est difficile de dire dans quelle mesure ces candidatures sont considérées comme complémentaires et dans quelle mesure elles se font concurrence, mais il est aussi difficile de voir comment la Finlande pourrait intégrer la production de trois nouveaux réacteurs de, par exemple, 1700 MW, ce qui augmenterait la capacité installée du pays d'environ 50 %, à moins d'exporter une grande partie de la production (ce qui nécessiterait d'importantes capacités de transport nouvelles).

Risques d'Olkiluoto pour Areva

Les conséquences directes des dépassements de coûts, sauf si elles sont reportées en grande partie sur le client, auront un effet important sur les profits d'Areva. Areva a déjà passé en pertes environ 800 millions d'euros de façon à ce que cette somme n'ait plus d'impact. La rentabilité du pôle Réacteurs et Services s'est située à un niveau bien inférieur à celui des autres pôles en 2006 et 2007, mais ces autres pôles ont une taille suffisamment importante pour permettre à Areva de demeurer une entreprise bénéficiaire pendant ces années. Si Areva peut éviter toute autre perte dans les 3 années qui viennent, l'impact devrait être relativement limité. Les conséquences indirectes risquent d'être beaucoup plus importantes. Olkiluoto devait être la vitrine de la technologie EPR et le fait que les choses aient si mal tourné porte un coup sérieux à sa réputation. Le spectacle d'Areva attaquant en justice son client est encore plus dommageable et ceci pourrait hypothéquer ses chances si une autre commande de réacteur devait être approuvée en Finlande.

3.3 Royaume-Uni

3.3.1 EDF au Royaume-Uni

EDF a fait son entrée sur le marché britannique en 1999, avec l'acquisition de London Electricity (voir ci-dessus), une société de distribution et de vente au détail d'électricité dotée d'une petite capacité de production. Par la suite, l'entreprise a acquis les activités de vente au détail de deux des 12 anciennes sociétés régionales de l'Angleterre et du Pays de Galles (Sud-Ouest et Sud-Est) et encore deux des sociétés de distribution (« wires ») (Est et Sud-Est). EDF a également acheté des moyens de production électrique à partir de charbon (4000 MW) et de gaz (800 MW) de sorte qu'en 2007, l'entreprise disposait d'une capacité de production de 4,9 GW.¹⁰¹ Ceci fait d'EDF le plus important distributeur d'électricité au Royaume-Uni (avec 7,9 millions de consommateurs), mais est seulement au 5^e rang pour la vente au détail (avec 5,5 millions de consommateurs), bien que les parts de marché des 6 principaux vendeurs au détail soient assez comparables.¹⁰² EDF est un assez petit producteur, dans la mesure où il n'a produit que 25,4 TWh en 2007, la totalité de sa production étant destinée à ses clients résidentiels et PME.¹⁰³ Pour couvrir le reste de ses besoins, et notamment pour ses clients industriels, EDF achète sur le marché et à partir de l'interconnexion France-Angleterre de 2000 MW. Cette politique, qui consiste à assurer ses ventes aux clients résidentiels et aux PME à partir de la production de ses propres installations, et à acheter le reste de ses besoins sur le marché, est également la politique suivie par les 5 autres principales entreprises de production/vente au détail en Grande Bretagne. Le « marché » des consommateurs industriels est alimenté en grande partie par les capacités nucléaires détenues par British Energy (10,7 GW).

Tableau 11 - EDF au Royaume-Uni

	2007 (variation en % par rapport à 2006)
Ventes (millions de £)	5 744 (1,2)
Dont électricité (millions de £)	3 895 (-2,6)
Bénéfice avant impôt (millions de £)	342 (-15,6)
Ventes d'électricité (GWh)	52 435 (-1,9)
Nombre de clients au détail (milliers)	5 539 (+0,8)
Capacité de production (GW)	4,9 (0)

Source : EDF Energy (2007)¹⁰⁴

Tableau 12 - Capacité de production en Grande-Bretagne

	Capacité de production (GW)
RWE	10,7
British Energy	10,7
E.ON	9,8
Scottish & Southern	9,3
Scottish Power	6,4
EDF	4,8
Centrica	3,5
Autres	18,0
Total	73,1

Source : DECC (2008)¹⁰⁵

La reprise de British Energy

British Energy a été créé en 1996 sous forme d'une société de production d'électricité privatisée pour prendre possession de toutes les centrales nucléaires en Grande-Bretagne hormis celles de première génération (centrales « Magnox »). Ceci lui a permis de disposer d'une capacité de production d'environ 10 GW, composée d'un REP et de 7 sites avec des réacteurs avancés refroidis au gaz (AGR), représentant chacun une puissance d'environ 1200 MW et comportant 2 réacteurs. Les caractéristiques économiques de ces centrales étaient si médiocres que leur prix de vente a été de seulement 1,7 milliard de livres sterling, ce qui signifie que ces installations ont, dans les faits, été complètement bradées. L'entreprise a connu une période de prospérité lorsque le prix de l'électricité de gros était élevé, mais en

2002, après une baisse du prix de gros, les revenus de British Energy issus de la vente d'électricité ont été inférieurs aux coûts de production et la société s'est retrouvée pratiquement en situation de faillite. Un plan de sauvetage a été mis en œuvre par le gouvernement britannique, et la société a été relancée en 2005 (dans l'intervalle, les centrales avaient continué à fonctionner). Ceci a coûté aux contribuables aux environs de 10 milliards de livres sterling.¹⁰⁶

Depuis lors, l'entreprise a prospéré, mais seulement grâce aux prix très élevés de l'énergie. Les fondamentaux de l'entreprise se sont globalement détériorés de façon significative. En 2002, lorsque la société s'est retrouvée en faillite, les coûts d'exploitation des centrales nucléaires étaient de l'ordre de 16 £/MWh. British Energy a par la suite reconnu que les dépenses consacrées à la maintenance étaient inférieures à ce qui était nécessaire pour assurer la fiabilité à long terme des centrales. Depuis 2002, année pendant laquelle les dépenses d'exploitation avaient atteint un creux historique, les coûts ont fortement augmenté. En 2007/08, les coûts d'exploitation étaient de 30 £/MWh à comparer à 27,1 £/MWh en 2006/07, soit une augmentation de 11 %, tandis que le prix réalisé a chuté de 8 %, passant de 44,2 £/MWh à 40,7 £/MWh.¹⁰⁷ La production en TWh était la même (54,1 TWh) que l'année précédente, mais elle accusait une baisse de 20 % par rapport à 2003/04.¹⁰⁸ Les résultats semestriels peuvent être trompeurs, mais pour le premier semestre de 2008/09, s'il est vrai que le prix réalisé a connu une certaine hausse, les coûts d'exploitation ont été de 41,3 £/MWh, soit une augmentation de 60 % par rapport à la précédente période comparable, et la production a connu une baisse de 30 % par rapport à la période précédente.¹⁰⁹

Même si British Energy espère que certains des problèmes qui ont à l'origine de cette baisse de la production pourront être résolus, il est loin d'être certain que de nouveaux problèmes ne vont pas venir les remplacer, comme par le passé. Sur les 7 AGR, qui avaient initialement une durée de vie autorisée de 30 ans, deux ont déjà plus de 30 ans, tandis que trois autres ont environ 25 ans et les deux autres sont âgés de 20 ans. Seul le REP, dont la construction a été terminée en 1995, devrait pouvoir fonctionner encore pendant plus de 10 ans. Si les prix de l'électricité poursuivent la baisse qu'ils enregistrent depuis leur pic de l'été 2008, la situation financière de British Energy risque d'être précaire.

En contrepartie du sauvetage de British Energy par les contribuables britanniques, le gouvernement a acquis dans les faits une participation de 67 % dans la société. En 2007, le gouvernement britannique a vendu près de la moitié de ces actions sur le marché et, en 2008, il a fait part de son souhait de vendre le reste de ses actions, mais cette fois dans le cadre d'une transaction qui a conduit à la reprise de l'ensemble de l'entreprise. Un certain nombre d'entreprises ont exprimé leur intérêt pour la reprise, mais seul EDF a fait une offre ferme. L'offre initiale a été rejetée, mais une offre plus importante, de 12,5 milliards de livres, a été acceptée en septembre 2008. Les taux de change étaient instables au cours de la deuxième moitié de 2008, mais aux taux en vigueur en septembre 2008, ceci donnait à la société une valeur d'environ 15 milliards d'euros.¹¹⁰

La transaction financière

La transaction a été relativement compliquée du fait de son montant et de son importance stratégique. En raison de l'ampleur de la transaction EDF ne pouvait pas acquérir British Energy au comptant comme l'entreprise avait pu le faire pour la plupart de ses acquisitions antérieures. La société a été achetée par Lake Acquisitions, une filiale à 100 % d'EDF. EDF a indiqué son intention de financer la transaction par le biais d'un crédit syndiqué, un crédit renouvelable avec un taux d'intérêt moyen de 7 %, ce qui lui permet d'avoir un apport d'environ 13,9 milliards d'euros. EDF a déclaré qu'il fournirait le reste au comptant. Un accord a été conclu avec Centrica, selon lequel ce dernier prendrait une participation de 25% dans Lake Acquisitions pour un coût de 3,1 milliards de livres sterling.¹¹¹ En janvier 2009,

l'opération n'avait pas encore été finalisée. Centrica a réuni 2,2 milliards de livres auprès de ses actionnaires par le biais d'une émission de droits de souscription, ce qui devrait permettre de financer l'essentiel de l'acquisition si l'opération est menée à bien.¹¹²

D'un point de vue réglementaire, la transaction doit être approuvée par les autorités de la concurrence, à savoir, pour EDF, les autorités de concurrence de la Commission européenne. L'accord a été donné en décembre 2008, mais assorti des conditions suivantes : British Energy doit vendre une centrale au charbon de 2000 MW (Eggborough) et EDF doit vendre une centrale à gaz de 800 MW (Sutton Bridge).¹¹³ EDF doit également accepter de vendre des quantités minimum d'électricité sur le marché de gros britannique, de vendre des terrains sur le site de Dungeness ou celui d'Heysham qui pourraient être utilisés pour construire une nouvelle centrale nucléaire, et de mettre fin à l'un de ses trois accords de livraison avec National Grid. La cession des centrales et la vente de la participation à Centrica laisse à EDF une capacité de production d'environ 10,8 GW, soit une capacité à peu près équivalente à celle de ses trois principaux concurrents, E.ON, RWE et Scottish & Southern.¹¹⁴ Centrica devrait se retrouver avec une capacité à peu près équivalente à celle de Scottish Power. Il est difficile de savoir quelles seraient les implications de la vente d'une certaine capacité de production sur le marché. On ne sait pas non plus si d'autres compagnies risquent plus de s'engager dans la construction de centrales nucléaires au Royaume-Uni avec la cession des terrains et la signature d'un accord de livraison au réseau. L'acquisition par Centrica de 25 % de British Energy devra également être autorisée par les autorités anti-trust britanniques.

Les justifications de l'acquisition

EDF a mentionné trois facteurs motivant sa décision de reprendre British Energy. Tout d'abord, comme le montrent les tableaux, EDF dispose d'une capacité de production très inférieure à celle de ses concurrents, et l'ajout de la capacité de British Energy, comme indiqué plus haut, met EDF sur un pied d'égalité avec ses principaux rivaux en termes de capacité de production. Deuxièmement, l'acquisition lui a conféré la propriété de toutes les zones de tous les principaux sites où de nouvelles centrales nucléaires pourraient être construites au Royaume-Uni, et en particulier, de sites où deux nouveaux EPR pourraient facilement être implantés. Troisièmement, du fait du caractère très problématique des centrales de British Energy ce dernier a besoin d'un nombre disproportionné de spécialistes nucléaires qualifiés au sein de son personnel pour maintenir ces centrales en exploitation, et EDF peut répondre à ce besoin. Ceci représente une bonne base de compétences, en particulier sur les marchés anglophones, comme l'Afrique du Sud et les États-Unis.

Même si ces trois points présentent une certaine logique, l'opération est loin d'être convaincante. Le prix semble très élevé, en particulier dans la mesure où il n'y avait pas d'autres offres concurrentes et compte tenu de la détérioration des conditions économiques liées au vieillissement du parc de réacteurs repris par EDF. Il n'aurait pas été plus difficile d'attendre une année pendant laquelle la baisse de la production et des prix de l'électricité se serait poursuivie et aurait permis de réduire sensiblement le prix. EDF fait valoir qu'il a besoin d'accroître sa production pour être sur un pied d'égalité avec ses principaux concurrents. Cependant, il existe un nombre significatif de centrales au charbon et à gaz qui n'appartiennent pas à ses concurrents et qu'il aurait pu acheter.

L'argument concernant les sites ne semble pas plus solide. Sur les 7 sites appartenant à British Energy, deux (Hunterston et Torness) sont en Écosse, un pays qui a décidé de ne pas autoriser la construction de nouvelles centrales nucléaires.¹¹⁵ Le site de Hartlepool ne convient pas pour une nouvelle centrale nucléaire. Cela laisse donc les sites de Heysham, Sizewell, Dungeness et Hinkley Point. Cependant, tous ces sites, à l'exception de Heysham, accueillent aussi des centrales Magnox qui appartiennent à l'Autorité

britannique de démantèlement nucléaire (NDA), un organisme qui serait impatient d'obtenir des fonds par la vente des sites. L'autre site mentionné comme approprié pour accueillir des réacteurs jumeaux, Wylfa, appartient principalement à la NDA. Il paraît inconcevable que le gouvernement britannique, qui depuis 2006 a toujours souligné sa volonté d'avoir plus d'une compagnie pour construire des centrales nucléaires en Grande-Bretagne, permette qu'une quelconque société, y compris EDF, soit empêchée de construire des centrales parce qu'elle n'aurait pas accès aux sites ou à une connexion au réseau.

3.3.2 Areva au Royaume-Uni

Areva NP n'a pas été jusqu'ici un constructeur important au Royaume-Uni. Sa place dépend donc du fait que les entreprises susceptibles de construire des centrales au R-U choisissent Areva comme fournisseur. Il est presque certain qu'EDF choisirait Areva NP. E.ON a signé un protocole d'accord avec Areva pour utiliser le modèle EPR, mais on a rapporté qu'en janvier 2009 E.ON était revenu sur cet engagement.

Apparemment, RWE serait en faveur du Westinghouse AP-1000. Par conséquent si E.ON et RWE construisent ensemble des centrales au Royaume-Uni, l'AP-1000 pourrait être le choix de réacteur le plus probable.¹¹⁶ Iberdrola, la société espagnole qui possède Scottish Power, a annoncé en janvier 2009 qu'elle pourrait construire des centrales nucléaires au Royaume-Uni, mais elle s'est prononcée en faveur de l'EPR, de l'ESBWR (qui a été depuis retiré) et de l'AP-1000 dans l'évaluation de la conception générique du Royaume-Uni (*Generic Design Assessment - GDA*).¹¹⁷ Par conséquent même si la société s'implantait sur le marché britannique, il n'est pas du tout sûr qu'elle passerait commande de l'EPR.

En 2007, Areva NP a présenté son modèle d'EPR comme l'un des quatre modèles qui seront examinés par l'Inspection des installations nucléaires (NII) pour obtenir leur certification au Royaume-Uni. Sur les trois autres modèles, l'ACR-1000 canadien et l'ESBWR de GE ont tous deux été retirés, et seuls l'EPR et l'AP-1000 de Westinghouse/Toshiba restent en lice. Le NII a rencontré des difficultés considérables dans le recrutement de ses inspecteurs et il lui manque toujours 40 inspecteurs pour parvenir aux effectifs nécessaires. L'approbation de ces deux modèles n'est pas attendue avant 2010/11. En décembre 2008, Areva a annoncé avoir passé des accords avec les entreprises britanniques Balfour Beatty et Rolls Royce et avec Vinci (sa filiale britannique est Taylor Woodrow) pour qu'ils deviennent fournisseurs pour les EPR.¹¹⁸ Si la construction de centrales nucléaires se poursuit au Royaume-Uni, il semble probable qu'EDF figurera parmi les principaux acteurs et il serait très surprenant qu'EDF choisisse un modèle autre que l'EPR d'Areva.

3.4 États-Unis

3.4.1 EDF aux États-Unis

La première implantation importante d'EDF sur le marché américain s'est faite en 2005 par la création d'Unistar, une entreprise commune 50-50 avec l'électricien américain Constellation. Unistar se fixe pour objectif de construire de nouvelles centrales nucléaires à partir du modèle EPR, un modèle qui, en décembre 2008, devait obtenir sa certification de la NRC avant février 2012. Constellation dispose d'environ 3,9 GW de capacité nucléaire existante dans trois sites (Calvert Cliffs, Nine Mile Point et Ginna).¹¹⁹

En septembre 2008, EDF a essayé d'acquérir Constellation, mais MidAmerican Energy Holdings, une société privée contrôlée par Warren Buffet, a fait une offre supérieure. Selon certains l'offre concurrente pour s'emparer de Constellation pouvait ruiner les ambitions nucléaires d'EDF aux États-Unis si MidAmerican ne se prononçait pas en faveur de la construction de nouvelles centrales. Toutefois, en

décembre 2008, EDF a annoncé un accord avec Constellation visant à une prise de participation de 49,99 % dans la filiale nucléaire de Constellation, Constellation Energy Nuclear Group. La transaction a été effectuée par le biais de la filiale d'EDF, EDF Development Inc, et coûtera 4,5 milliards de dollars.¹²⁰ Mid American Holdings a accepté de retirer son offre de façon amiable. L'entreprise commune Unistar restera extérieure à cette transaction.

Il est encore difficile de savoir si l'achat d'une participation aux actifs nucléaires de Constellation aurait un intérêt en l'absence de la construction de nouvelles centrales. Toutefois, il est clair que cet achat d'EDF s'inscrit dans le cadre de sa stratégie de construire de nouvelles centrales et d'élargir le champ de ses activités à la conception et la construction de centrales. Selon Nucleonics Week : « Le PDG d'EDF Pierre Gadonneix a défendu la décision d'acheter ce que certains en France appellent les « vieilles » centrales nucléaires américaines, parce que cela ouvre la voie à ce qui sera « le plus grand marché nucléaire mondial de demain ».¹²¹

L'achat a reçu un accueil mitigé auprès d'un certain nombre de commentateurs, qui estiment qu'EDF a payé trop cher pour des actifs pour lesquels il n'existait pas de comptabilité distincte.¹²² Le prix de 2400 \$US/kW semble élevé pour des réacteurs âgés de 21 à 40 ans.¹²³

Les projets de construction de 4 EPR d'Unistar pourraient concerner jusqu'à trois sites : Calvert Cliffs, Nine Mile Point et un nouveau site, Elmore (voir ci-dessous). En décembre 2008, la NRC américaine avait reçu et accepté de procéder à un examen détaillé (enregistrement) des demandes de Licences d'exploitation et de construction (COL) pour trois des quatre réacteurs. Chaque réacteur relève d'une juridiction réglementaire différente et est dotée de caractéristiques spécifiques de sorte que chacun doit être traité séparément. L'examen de la NRC devrait prendre 36 à 42 mois, et une procédure réglementaire au niveau étatique est également nécessaire. Pour les garanties de prêt, les compagnies électriques étaient tenues de déposer une première partie de demande (Par 1 application) pour le financement avant septembre 2008. Le dépôt de la première partie de demande s'accompagne de frais non remboursables de 200 000 \$ US. Le DOE a reçu des premières parties de demande pour un montant total de 122 milliards de dollars de garanties pour le financement de 21 nouveaux réacteurs nucléaires. Le département de l'énergie a examiné les premières parties de demandes et a classé les projets par ordre de priorité pour faire des recommandations aux compagnies électriques sur l'opportunité de préparer une deuxième partie de demande, qui devait être déposée avant décembre 2008. La deuxième partie implique des frais non remboursables de 600 000 \$ US.¹²⁴

Tableau 13 - Situation des demandes d'Unistar

	Procédure de la NRC	Garanties de prêt du DOE
Nine Mile Point 3, 4	Demande COLA présentée	Partie 1 présentée, partie 2 reportée
Calvert Cliffs 3	Demande COLA présentée ¹²⁵	Parties 1 & 2 présentées
Elmore	Demande COLA attendue au T3 2009	

Source : NRC, 2008¹²⁶

Le projet de Calvert Cliffs est 100 % Unistar et c'est l'un des plus avancés de cette société. Il devrait coûter 7,2 milliards de dollars, selon les prévisions.¹²⁷ Unistar a commandé des pièces forgées et d'autres composants de réacteurs à long délai de production pour Calvert Cliffs en 2006 et 2007. Une demande COLA (Licence de construction et d'exploitation) partielle, principalement composée du rapport sur l'environnement, a été présentée en juillet 2007 et a été enregistrée par la NRC en janvier 2008. Le reste de la demande COLA a été présenté en mars 2008 et a été enregistré le 4 juin 2008. La licence de construction et d'exploitation pourrait être délivrée en mars 2012. Toutefois, Unistar a indiqué espérer lancer le chantier dès que le processus réglementaire le permettrait, ce qui pourrait être en 2009, et la date d'achèvement la plus optimiste serait 2015. Il y a toutefois peu de chances que cet objectif soit atteint. La première partie de la demande, qui concerne les garanties de prêt fédérales, a été soumise dans les délais (septembre 2008), et Unistar devrait présenter la Partie 2 dans les délais prévus, à savoir décembre 2008.¹²⁸ Le projet de Nine Mile Point est aussi à 100 % Unistar. La Demande de licence combinée de construction et d'exploitation (COLA) pour ce site a été présentée en septembre 2008 et enregistrée en décembre 2008. Unistar a présenté une demande pour la Partie 1 relative aux garanties de prêt fédérales dans les délais prévus par le DOE, à savoir avant le 29 septembre 2008, mais n'a pas présenté la Partie 2 avant le délai prévu du 2 décembre.¹²⁹ Un porte-parole de l'entreprise a indiqué qu'une demande ne serait présentée que si le Congrès fournissait un financement plus important. Enfin, le site d'Elmore en est encore à une phase préliminaire de l'agrément et une demande COLA ne devrait pas être présentée avant la fin de 2009.

Globalement, sur les sites appartenant à Unistar, seul le site de Calvert Cliffs semble avoir fait des progrès significatifs et entraîné des coûts importants pour EDF. La société Constellation a indiqué qu'elle ne prendrait pas de décision définitive sur la construction de nouvelles centrales avant d'être « assurée que [ses] attentes ont été satisfaites en matière de sécurité, de coûts et de conformité réglementaire. »¹³⁰ Le « tableau de bord du déploiement des installations nucléaires »¹³¹ du DOE américain, mis à jour le 7 janvier 2009, indique que, malgré au moins 6 années d'efforts, « aucune compagnie électrique ne s'est engagée à construire un nouveau réacteur avancé » dans le cadre du programme Nuclear 2010 lancé par le Président Bush en 2002.

Il est difficile de quantifier l'engagement d'EDF sur le marché américain. Sa participation dans Unistar lui a coûté 4,5 milliards de dollars. EDF a également fourni à Constellation 600 millions de dollars en liquidités, et Constellation dispose d'une option pour vendre à EDF une participation dans certains de ses actifs non-nucléaires pour 2 milliards de dollars. Cette opération pourrait par conséquent coûter à EDF plus de 7 milliards de dollars.¹³² L'ampleur de l'engagement financier d'EDF par rapport à Unistar est encore plus difficile à évaluer.

Ces investissements aux États-Unis semblent assez spéculatifs. Les garanties de crédit semblent jouer un rôle clé dans la passation des commandes initiales. À moins que la nouvelle administration Obama soit prête à faire passer son offre de garanties de crédit de l'actuel chiffre de 18,5 milliards à plus de 100 milliards de dollars US, un éventuel programme américain pourrait bien se limiter à tout petit nombre de réacteurs.¹³³ Il est difficile de savoir si des commandes seront possibles sans garanties de crédit. Si les commandes de centrales nucléaires ne reprenaient pas, les investissements d'EDF aux États-Unis auraient peu de sens et, comme pour les investissements au Brésil et en Argentine, ces actifs seraient alors revendus, avec une perte potentiellement importante.

3.4.2 Areva aux États-Unis

La société Areva s'est elle-aussi engagée de façon significative sur le marché américain. Au-delà des réacteurs qu'Unistar espère construire, trois autres compagnies électriques américaines ont choisi l'EPR pour leurs projets de construction de centrales nucléaires, se basant toutes sur l'expérience et l'expertise acquises par Unistar. Le site de Bell Bend est un projet de PPL (Pennsylvania Power and Light). Une demande COLA a été présentée en octobre 2008 et enregistrée deux mois plus tard. PPL a présenté une demande Partie 2 pour obtenir des garanties de crédit en décembre 2008. AmerenUE a présenté et fait enregistrer une demande COLA, et a demandé des garanties de prêt pour une unité sur son site de Callaway. Amarillo Power a annoncé son intention de construire deux EPR, mais la société ne compte pas présenter de demande COLA avant le 4^e trimestre 2009.¹³⁴

Areva cherche actuellement à obtenir des garanties de prêt fédérales pour son projet d'usine d'enrichissement de l'uranium dans l'Idaho. Le groupe est en concurrence avec deux autres entreprises pour construire une installation d'enrichissement aux États-Unis.¹³⁵ Le DOE américain a affecté 2 milliards de dollars US de garanties de crédit pour financer des capacités d'enrichissement, qui pourraient devenir insuffisantes dans les prochaines années. L'usine Areva devrait coûter environ 2 milliards de dollars. L'examen réglementaire de la NRC devrait prendre environ 2-3 ans. La construction pourrait donc commencer dès 2011, et l'exploitation pourrait démarrer en 2014. Areva projette d'embaucher 250 travailleurs à temps plein pour l'exploitation du site et 1 000 personnes pendant la construction.¹³⁶

Areva a également annoncé la création d'une entreprise commune avec la société américaine Northrop, pour la construction d'une usine de fabrication de composants pour réacteurs nucléaires à Newport News.¹³⁷ Cette usine fabriquera des cuves de réacteurs, des générateurs de vapeur, des pressuriseurs et d'autres pièces de grande taille. Les travaux devraient démarrer sur le site au cours du premier semestre 2009, l'achèvement étant prévu en 2011. Areva Newport News recevra alors les pièces forgées depuis leur point de fabrication (Japan Steel Works (JSW) et Creusot Forge en France) et procèdera à la fabrication des composants de réacteurs. L'usine devrait coûter 363 millions de dollars et créer environ 500 emplois qualifiés. JSW fournira à Areva de grandes pièces forgées destinées aux centrales nucléaires jusqu'en 2016 et au-delà dans le cadre d'un accord annoncé par les deux sociétés le 4 novembre 2008 (Areva a aussi pris une participation de 1,3 % dans le capital de JSW).¹³⁸

La procédure de la NRC représente un risque important pour Areva. Le modèle EPR a reçu une certification des organismes de réglementation finnois et français et il est actuellement examiné par l'autorité de réglementation britannique. Cependant, en janvier 2009, il restait encore 3 ans avant que la procédure d'examen de la conception aux États-Unis s'achève (une durée plus longue que celle de l'examen de l'autorité finlandaise), ce qui montre clairement que la NRC ne tient pour acquise aucune des analyses réalisées par les autres organismes de réglementation. Il ya donc un risque important que la NRC exige des modifications importantes de la conception, ce qui pourrait accroître les coûts et, dans le pire des cas, pourrait être embarrassant pour les autorités finlandaises et françaises, si l'on considère qu'elles ont approuvé des caractéristiques de conception qui ne sont pas acceptables pour l'organisme de réglementation américain.

Globalement, Areva s'est engagé massivement sur le marché américain. Il reste difficile de savoir si les capacités d'enrichissement et de fabrication de composants que l'entreprise espère construire auront un intérêt si le marché nucléaire américain ne se concrétise pas.

3.5 La Chine

3.5.1 Areva en Chine

Depuis plus de 3 décennies, la Chine est considérée comme un nouveau marché important pour les fournisseurs de l'industrie nucléaire. Dans la pratique, cette promesse ne s'est jamais concrétisée, ceci pour deux raisons principales : les commandes nucléaires en Chine ont toujours été à un niveau bien plus bas que prévu par les autorités chinoises, et la Chine rechigne à importer des centrales, sauf si la transaction s'accompagne d'un transfert de technologie. Elle semble préférer importer un ou deux réacteurs, dans le cadre d'un contrat prévoyant un transfert de technologie important, puis construire elle-même de nouveaux réacteurs sans aide étrangère.

Néanmoins, Framatome a remporté des commandes pour deux REP de 900MW (Daya Bay), après une longue période de négociations. La construction a débuté en 1987 et s'est achevée en 1994.¹³⁹ La Chine a ensuite poursuivi les travaux sur 11 réacteurs, dont 2 ont été achevés et 9 sont en chantier, globalement sur le même modèle, sans intervention significative de la part d'Areva. Elle a également acheté deux réacteurs de modèle CANDU (dont la construction a démarré en 1998), une commande dont le fournisseur canadien, EAACL, espérait qu'elle aboutirait à d'autres commandes, mais aucune ne s'est concrétisée. De même, les travaux ont été achevés sur deux réacteurs importés de Russie (les travaux ont démarré en 1999), mais là encore, il n'y a pas de perspective immédiate de nouvelles commandes.

En outre, la société chinoise State Nuclear Power Technology Co a commandé 4 centrales AP-1000 (pour les sites de Sanmen et de Haiyang) en mars 2007 à Toshiba / Westinghouse, après une procédure d'appel d'offres d'environ 5 ans et en concurrence avec le modèle EPR d'Areva. La transaction comprenait la fourniture des « plans détaillés » du modèle. Les travaux de construction devraient commencer en 2009. Selon certains, la réticence d'Areva vis-à-vis d'un transfert de technologie a empêché que son offre soit acceptée. Selon *Xinhua Financial News* :

« Stephen Kidd, directeur de la stratégie et de la recherche à la World Nuclear Association, a déclaré que l'entreprise française avait perdu l'appel d'offres, au profit de Westinghouse (désormais propriété de Toshiba au Japon), parce qu'elle n'était pas disposée à transférer des technologies clés et, par conséquent, à soutenir les efforts déployés par la Chine pour adapter une technologie avancée de REP dans le pays. [Areva] voulait conserver pour son usage exclusif les plans détaillés (« blueprints ») de son réacteur. »¹⁴⁰

Toutefois, en novembre 2007, Areva a annoncé avoir conclu un accord pour la fourniture de 2 EPR (pour le site de Taishan) à la Chine, dont l'achèvement est prévu en 2013/14. *Xinhua Financial News* précise :

« Areva fournira l'uranium et d'autres produits et services essentiels pour les deux réacteurs jusqu'en 2026, selon la société française. Elle a également accepté de transférer des technologies clés du modèle EPR à la société chinoise Guangdong Nuclear Power Corporation (CGNPC). »¹⁴¹

Le contrat avec Areva, qui équivaldrait à 8 milliards de dollars, porterait sur l'îlot nucléaire et le combustible.¹⁴² Les autres coûts, comme ceux qui concernent le site, sont significatifs mais n'ont pas été divulgués. Les coûts prévisionnels globaux pour les centrales ne sont donc pas connus.

Il n'a pas été précisé dans quelle mesure cette commande représente un changement dans la politique d'Areva sur le transfert de technologie. Toutefois, à moins d'un changement majeur dans la politique chinoise, il semble clair qu'il y a très peu de chances que de nouvelles commandes soient passées auprès de Westinghouse/Toshiba ou d'Areva. Dans les faits, le groupe Areva pourrait se retrouver en concurrence avec des fournisseurs chinois, avec des technologies similaires et des prix très compétitifs sur les marchés internationaux du nucléaire.

3.5.2 EDF en Chine

EDF participe à des projets nucléaires en Chine depuis plus de 25 ans. Pour le projet de Daya Bay, EDF a fourni une assistance technique et assuré une supervision technique de la construction, et a également remporté des contrats de formation et de services. EDF a également été consultant et sous-traitant pour les deux réacteurs de la centrale de Ling Ao entre 2002 et 2004. Toutefois, sa participation dans la transaction portant sur l'EPR est beaucoup plus importante. En août 2008, EDF a pris une participation de 30 % dans une entreprise commune avec Guangdong Nuclear Power Holding Company afin de créer une nouvelle entreprise, Taishan Nuclear Power Company (TNPC), pour la construction de deux EPR à Taishan, dans la province de Guangdong, en Chine. EDF conservera sa participation de 30 % dans TNPC pendant 50 ans (la durée maximale autorisée pour une entreprise commune en Chine).¹⁴³ Cette commande a été évaluée à 8 milliards d'euros, et si EDF en prend 30%, ses investissements nucléaires en Chine représenteront au moins 2,5 milliards d'euros.¹⁴⁴

3.6 Autres marchés

Areva a été impliqué dans un certain nombre d'autres marchés, notamment l'Afrique du Sud, l'Inde et les Émirats arabes unis. Toutefois, l'appel d'offres de la compagnie électrique sud-africaine, Eskom, lancé en 2008, dans lequel Areva NP était en concurrence avec Westinghouse/Toshiba, a été abandonné en décembre 2008 et on ne sait pas encore si, et quand, l'appel d'offres pourrait être relancé. Areva avait pourtant déclaré qu'il aurait pu financer 85 % du coût de la centrale par des garanties de crédit à l'exportation. Ceci fait apparaître un point important : les garanties de crédit à l'exportation sont plus précieuses pour les fournisseurs de centrales (car ils sont sûrs d'être payés) que pour les compagnies électriques. Les garanties de crédit à l'exportation n'empêchent pas les compagnies électriques de faire faillite, pas plus qu'elles ne protègent leur notation financière. Pour *Engineering News* le problème était la notation financière d'Eskom :¹⁴⁵

« En fait, l'agence de notation Standard & Poor's a déclaré jeudi que le ministère des Finances de l'Afrique du Sud avait besoin d'étendre des « garanties inconditionnelles et rapides » sur l'ensemble de l'encours de la dette d'Eskom s'il souhaite maintenir la cote de crédit actuelle BBB+ (catégorie investissement) de la compagnie électrique. Le ministère des Finances n'a pas encore annoncé les détails de ces mesures. »

Il a été signalé qu'un protocole d'accord, faisant mention de l'intention de construire deux EPR, serait signé en février 2009 entre Areva et la société publique Nuclear Power Corporation of India Limited.¹⁴⁶ Même si ce protocole d'accord est signé, il est loin de constituer une commande ferme et de nombreux protocoles d'accord se sont soldés par des échecs, par exemple, lorsqu'il est impossible d'obtenir les financements nécessaires.

Certains ont laissé entendre que des commandes pourraient être passées par les Émirats arabes unis, et des acteurs du marché des EAU ont indiqué qu'un réacteur pourrait être raccordé au réseau en 2017. Toutefois, étant donné que les Émirats arabes unis n'ont pas mis en place d'organisme de réglementation fonctionnel et que ceci soulèverait des problèmes politiques qui pourraient faire obstacles à la passation de commandes, cette affirmation relève d'un optimisme démesuré.

4. Le marché de l'EPR

Quatre EPR ont été déjà vendus (deux à la Chine, un à la Finlande et un à la France). Comme on l'a rappelé plus haut, les chantiers finlandais et français ont rencontré de nombreux problèmes mais, dans le cas d'Olkiluoto, une partie importante des sommes ont déjà été passées en pertes, et Areva n'est pas exposé à un tel risque à Flamanville, car il ne s'agit pas d'un projet clés en main.

D'où pourraient venir des ventes supplémentaires ? Des projets impliquant EDF et Areva et visant à la construction de 11 autres réacteurs en France, au Royaume-Uni et aux États-Unis, ont été annoncés. Aucun de ces projets n'a pour le moment fait l'objet d'une commande ferme. Bien qu'il existe une forte probabilité pour que la France passe commande de quelques EPR, si une prolongation de la durée de vie des installations existantes est possible, le marché pourrait se limiter à un tout petit nombre de réacteurs. En France, le Président Sarkozy a annoncé que la France va construire un deuxième et un troisième EPR pour donner suite à la commande d'EDF pour Flamanville. Le deuxième devrait être construit par EDF sur son site de Penly, et un troisième devrait être construit par GDF-Suez dans un lieu qui reste à déterminer.¹⁴⁷

Aux États-Unis, les compagnies électriques américaines ont annoncé des projets visant à construire six réacteurs de type EPR.¹⁴⁸ Toutefois, des commandes ne seront réellement passées que si le nouveau gouvernement américain offre des garanties de prêts. Le montant des garanties de prêt offertes permettra de déterminer combien de projets seront réellement construits sur la trentaine de projets annoncés. Si une offre significativement plus importante que celle prévue initialement n'est pas formulée au début 2009, seuls quelque 4 réacteurs seront construits. Il est difficile de savoir si ces nouveaux réacteurs seront des EPR. Seul un projet d'EPR aux États-Unis est assez avancé, et il arrive derrière plusieurs autres projets dans la file d'attente.

Enfin, EDF a annoncé son intention de commander jusqu'à 5 EPR pour le marché britannique.¹⁴⁹ Au Royaume-Uni, EDF est clairement en avance sur les électriciens concurrents dans la planification de centrales nucléaires, mais le point d'achoppement pourrait être la volonté annoncée du gouvernement de ne pas offrir de subventions à de nouvelles centrales nucléaires. Si d'ici 3 à 4 ans, lorsque la conception aura été approuvée et que l'autorisation du site aura été accordée, EDF estime qu'il ne peut poursuivre les travaux sans subventions et que ces dernières ne sont pas fournies, il se peut qu'aucune commande ne soit passée.

Au-delà de ces propositions relativement avancées, il ya un certain nombre de marchés possibles, mais tous ne sont encore que des conjectures. Certaines compagnies électriques prévoient de construire un autre réacteur nucléaire en Finlande. Toutefois, il reste encore à obtenir le feu vert politique pour une nouvelle centrale, et à savoir si la compagnie électrique choisie pour la construire (sur les trois sociétés concurrentes) donnera sa faveur à l'EPR plutôt qu'aux autres modèles concurrents. Ceci semble loin d'être certain au vu des problèmes accumulés avec Olkiluoto 3.

Les Émirats arabes unis ont fait des projections optimistes sur leur capacité nucléaire, mais même si celles-ci devaient réellement aboutir à des commandes, il n'est pas sûr que le choix se porterait sur Areva. Les informations parues dans la presse indiquant qu'Areva avait été choisi se sont avérées prématurées et les EAU ont signé un certain nombre d'accords de coopération avec des pays autres que la France et avec d'autres fournisseurs.

Il est difficile de prévoir à quelle vitesse la situation va s'améliorer en Afrique du Sud en ce qui concerne la notation financière d'Eskom. Toutefois si le gouvernement sud-africain et Eskom pensaient que ce serait seulement une question d'un an ou deux, ils se seraient certainement contentés de suspendre l'appel

d'offres plutôt que de l'abandonner. La Chine est un marché potentiel important, mais toutes les expériences passées montrent que, maintenant que la Chine a importé 2 EPR, les futurs réacteurs basés sur ce modèle seront construits par la Chine elle-même.

Certains marchés sont encore à un stade moins avancé, par exemple, la Turquie, le Brésil, le Vietnam, le Canada et la Suisse, tandis que pour d'autres, par exemple, l'Allemagne, l'Italie, l'Espagne et la Belgique, des commandes obligeraient à des revirements politiques majeurs qui seraient très controversés.

Ainsi, dans les cinq prochaines années, il semble peu probable que les commandes remportées par Areva puissent aller au-delà d'un petit nombre de centrales et, dans les dix ans qui viennent, le maximum serait peut-être de 10 à 15. Au-delà, un certain nombre d'autres marchés pourraient s'ouvrir et la marge d'incertitude est beaucoup plus élevée, mais l'expérience passée montre que la proportion des commandes qui se concrétisent en comparaison de celles qui sont prévues, est très faible. En outre, d'ici là, à moins qu'il y ait un grand nombre de commandes d'EPR qui permettraient l'actualisation de ce modèle, il se pourrait bien qu'il soit rendu obsolète par l'arrivée de modèles plus avancés.

Pour Areva, les conséquences de cette incertitude ne sont pas forcément très graves. Si peu de commandes sont passées, le groupe conserve son activité principale, à savoir la maintenance, la fourniture de services de gestion de combustibles et de pièces de rechange pour le parc existant de réacteurs. Il est peu probable que le groupe dépense des sommes d'argent importantes sur des installations de production de nouveaux équipements avant que le flux de commandes soit suffisamment important pour justifier clairement un tel investissement.

EDF affirme que les dépassements de coûts à Flamanville, dus aux problèmes rencontrés au cours de la première année de la construction, représentent environ 20 % du coût total, mais il est difficile de savoir à quel point ce chiffre est fiable. Du fait de sa position dominante sur le marché français de l'électricité, EDF a toujours la possibilité de faire supporter ses pertes éventuelles aux consommateurs, et étant donné que les ventes annuelles en France représentent plus de 32 milliards d'euros, un dépassement de coût de moins d'un milliard d'euros, réparti sur plusieurs années, aurait peu d'impact sur les prix de l'électricité, même s'il était entièrement répercuté sur les consommateurs, à moins que l'organisme de réglementation parvienne à convaincre le gouvernement de prendre de dures décisions sur les prix de l'électricité. Ceci semble peu probable.

5. Conclusion

Ce rapport analyse la situation financière d'EDF et d'Areva et, en particulier, l'impact qu'auront les problèmes rencontrés sur les chantiers de construction nucléaire d'Olkiluoto et de Flamanville sur ces entreprises et leurs actionnaires. Il s'intéresse à la manière dont ces entreprises sont tributaires de la réalisation de leur objectif, qui est d'obtenir des commandes pour au moins 35 autres EPR au cours de la prochaine décennie, et il examine le rôle que vont jouer ces entreprises dans le financement des commandes.

5.1 Propriété publique d'EDF et Areva

Le gouvernement français dispose d'une participation très majoritaire dans les deux sociétés, et il a constamment utilisé son actionnariat dans ces entreprises comme un instrument de sa politique gouvernementale. Par exemple, dans les années 1970 et 1980, EDF et Framatome, le prédécesseur d'Areva, ont reçu toutes les ressources et le soutien nécessaires pour mener à bien les ambitions nucléaires du gouvernement. Le gouvernement français continue d'utiliser ces sociétés comme un instrument politique et il est donc peu probable qu'il souhaite perdre le contrôle de ces sociétés. Même s'il est probable que le gouvernement français va vendre plus d'actions d'EDF et que les capitaux privés feront leur entrée dans Areva, par exemple, au travers de Bouygues, il est probable que le gouvernement français va conserver une position dominante dans l'actionnariat de ces sociétés. Dans un avenir prévisible, le gouvernement continuera à être le principal actionnaire des deux sociétés, en particulier après le retrait de Siemens d'Areva NP. Le retrait de Siemens d'Areva NP, une décision prise parce que l'entreprise ne parvenait pas à peser suffisamment sur les politiques d'Areva NP, va également supprimer un obstacle potentiel pour le gouvernement français, qui sera maintenant plus libre d'influencer les politiques d'Areva pour qu'elles se calent sur ses propres priorités. Toutefois, le retrait de Siemens de Areva NP entraîne des problèmes financiers en raison de la nécessité de trouver les capitaux nécessaires pour racheter les parts de Siemens. Il reste à voir si cette opération va entraîner une perte importante de compétences techniques, et combien de temps il faudra à Siemens pour devenir un concurrent sérieux sur les marchés nucléaires.

L'actionnariat public majoritaire représente à la fois une force et une faiblesse pour les deux sociétés. Cela donne aux deux sociétés une solidité financière et un soutien stratégique majeurs sur les marchés mondiaux, par exemple par le biais de garanties de prêts pour les commandes à l'exportation. Toutefois, les objectifs de la politique gouvernementale française n'ont peut-être pas toujours correspondu aux intérêts commerciaux des deux sociétés. Par exemple, le gouvernement français pourrait imposer à Areva une restructuration, comme une privatisation, une fusion avec Alstom ou un partenariat avec Bouygues, qui ne sont pas dans l'intérêt d'Areva.

5.2 Le marché français pour Areva et EDF

Tous les dépassements de coûts plausibles à Flamanville, qui représentera moins de 2 % de la capacité de production d'EDF en France, peuvent sans doute être facilement absorbés, tant que sa production n'est pas nécessaire pour répondre à la demande française. Les retards dans la durée de construction n'auront donc également que peu d'impact. Toutefois, il semble peu plausible que la Commission européenne permettra à EDF de continuer à avoir un monopole de fait sur le marché français de l'électricité, et il est

probable qu'au moins un concurrent important, probablement GDF-Suez, se verra attribuer ou sera autorisé à prendre une part importante du marché. Il est difficile de savoir ce que cela impliquera pour les centrales nucléaires existantes. Le transfert d'une partie de celles-ci à un concurrent serait très controversé et ferait l'objet d'une résistance farouche, mais même si EDF conserve leur propriété, il semble probable qu'EDF n'aura plus la même possibilité d'utiliser sa clientèle française pour soutenir des investissements étrangers. La proposition de prolonger la vie des centrales existantes à 60 ans a probablement une rationalité économique pour EDF. Toutefois, si les centrales étaient maintenues en activité pour une période supplémentaire de 20 ans, le marché de l'EPR en France serait très limité et il serait difficile pour EDF de conserver ses capacités de conception et d'ingénierie de centrales nucléaires.

En ce qui concerne Areva, il sera difficile pour un concurrent d'avoir une quelconque importance en terme de part de marché en France, mais la seule menace d'une concurrence limitée pourrait éroder les marges bénéficiaires d'Areva.

Sauf en cas d'inversion de la tendance à l'évacuation directe des combustibles usés, l'activité de retraitement de l'entreprise devrait se réduire. EDF rechignera en effet à retraiter son combustible irradié si, comme cela semble probable, l'évacuation directe est moins coûteuse. La proposition d'EDF de prolonger la vie de ses installations existantes à 60 ans signifie que le vaste marché du remplacement des réacteurs en France, dont Areva espérait qu'il dominerait les ventes de son EPR, sera dans les faits reporté indéfiniment et que ses futures ventes de réacteurs ne pourront représenter qu'une petite proportion de celles prévues auparavant.

5.4 Les marchés étrangers

EDF a adopté au cours de la dernière année une nouvelle politique d'investissement massif dans les compagnies électriques situées sur des marchés où l'entreprise espère construire et exploiter des EPR, et il a annoncé qu'il prévoit d'investir jusqu'à 50 milliards d'euros dans de nouvelles installations nucléaires dans le monde entier d'ici à 2020.¹⁵⁰ Au Royaume-Uni et aux États-Unis, EDF a acheté des centrales nucléaires existantes et prévoit aussi d'en construire de nouvelles. Le groupe a racheté British Energy pour environ 15 milliards d'euros et 49,9% des actifs nucléaires de Constellation pour environ 6 milliards € (USA). Ses investissements dans British Energy et Constellation ont été critiqués en raison de leur prix excessif. Les pertes des installations existantes peuvent augmenter très vite, comme le montre l'exemple du Royaume-Uni en 2002, lorsque British Energy a s'est retrouvé très rapidement en situation de faillite parce que le coût de son électricité est passé légèrement en-dessous du prix du marché. Si les marchés nucléaires aux États-Unis et au Royaume-Uni ne se concrétisent pas, EDF pourrait se retrouver avec des actifs très coûteux de valeur limitée. En ce qui concerne la Chine, EDF a pris une participation minoritaire dans une société de construction de nouvelles centrales nucléaires tandis que son éventuel rôle en Afrique du Sud n'est pas encore clair. Si les prévisions de ventes d'EPR autres que celles des États-Unis et du Royaume-Uni ne se matérialisent pas, l'impact sur EDF ne sera probablement pas trop important. Si les plans se concrétisaient, le groupe achèterait les ressources nécessaires à la réalisation de ces projets, et dans le cas contraire, il ne ferait simplement pas l'acquisition des ressources concernées.

Areva investit également massivement sur les marchés étrangers, en particulier les États-Unis, où il prévoit de construire d'importantes nouvelles installations. Pour les futures ventes de réacteurs, Areva NP est fortement attaché à un seul modèle de réacteur, l'EPR, ses autres options étant encore loin d'une application commerciale. Ses prévisions de vente de réacteurs ne semblent pas réalistes, et si les installations de fabrication qu'il construit actuellement restent sous-utilisées, elles pourraient être coûteuses pour l'entreprise. Si l'EPR continue à rencontrer des problèmes techniques, ou si les processus

réglementaires de sûreté des États-Unis (ou du Royaume-Uni) soulèvent des questions importantes, Areva NP aura beaucoup de mal à rester un fournisseur crédible de réacteurs, surtout après les erreurs commises pour son précédent modèle, le N4. Les conséquences pour sa réputation risquent d'être sérieuses, sauf si l'entreprise parvient très rapidement à sauver le projet d'Olkiluoto, qui a accumulé trois ans de retard et un dépassement de budget d'au moins 50 %. Les clients potentiels ne risquent guère d'avoir une impression favorable vis-à-vis un fournisseur plongé dans une lutte acharnée avec l'un de ses clients, cherchant apparemment à revenir sur un contrat clés en main.

5.5 Finances, dette et notations financières

EDF et Areva ont tous deux depuis longtemps bénéficié d'une position financière dominée par un carnet de commande garanti et une concurrence limitée. Dans le cas d'EDF, il s'agit du marché français de l'électricité, où il dispose d'un monopole sur la plupart des secteurs du marché. Pour Areva, il y a la maintenance des réacteurs et les activités d'approvisionnement en combustible en particulier en France, où le groupe a bénéficié d'un marché de fourniture aux 58 réacteurs en exploitation, avec peu de concurrence réelle. Ces grands marchés, relativement sûrs, sont d'une telle ampleur que les pertes, même liées à de grands échecs comme le projet d'Olkiluoto et peut-être celui de Flamanville, peuvent être absorbées sur 3 ou 4 ans, avec relativement peu d'impact sur l'ensemble de leurs bénéfices. Ils ont également permis aux entreprises de prendre des investissements relativement risqués, tels que les investissements d'EDF en Amérique du Sud, en sachant que ceux-ci seraient garantis par leur activité principale. Toutefois, les deux entreprises semblent se trouver maintenant dans une période où ce type d'opérations tout à fait sûres va devenir de plus en plus risqué. Ceci arrive à un moment où leurs plans stratégiques exigent des investissements importants, qui ont tendance à alourdir significativement leur endettement, ce qui pourrait bien compromettre leur notation financière. Les deux entreprises ont déclaré vouloir vendre des activités existantes afin de pouvoir maîtriser leur niveau d'endettement, mais il est difficile de savoir si elles pourront trouver des activités à vendre qui ne nuiront pas à leurs perspectives commerciales et permettront de recueillir assez de fonds pour réduire leur endettement. Une dégradation de leur notation financière aura des conséquences qui se répercuteront sur l'ensemble de leurs activités.

¹ *Nucleonics Week*, 2004 « EDF uprates N4 units to 1,500 MW, operates as baseload powerhouses » 1^{er} janvier 2004, p 1.

² *Nucleonics Week*, 2008 « India, France sign framework pact; commercial agreements expected » 2 octobre 2008, p.6.

³ *Nucleonics Week*, 2008 « Russia to supply more reactors to India, bringing total to 12 » 18 décembre 2008.

⁴ EDF, 2008. EDF Group Annual Report 2007, EDF, Paris. <http://www.edf.fr/html/RA2007/uk/accueil.html>. Consulté le 26 janvier 2009.

⁵ EDF, 2007. EDF Group Annual Report 2006. EDF, Paris. <http://www.edf.com/html/RA2006/uk/accueil.html>. Consulté le 26 janvier 2009.

⁶ EDF, 2008. EDF Group Annual Report 2007. EDF, Paris. <http://www.edf.fr/html/RA2007/uk/accueil.html>. Consulté le 26 janvier 2009.

⁷ Thomas, S. 2003. « The seven brothers » *Energy Policy*, vol. 31, n° 5, pp 393-403.

⁸ EDF, 2008. EDF Group Annual Report 2007. EDF, Paris. <http://www.edf.fr/html/RA2007/uk/accueil.html>. Consulté le 26 janvier 2009 et EDF, 2007. EDF Group Annual Report 2006. EDF, Paris. <http://www.edf.com/html/RA2006/uk/accueil.html>. Consulté le 26 janvier 2009.

⁹ L'EBITDA correspond aux gains avant intérêts, taxes, dépréciation et amortissements. Il donne une mesure simple du profit généré par l'activité indépendamment des conditions de son financement (les charges financières), des contraintes fiscales (impôts et taxes), du renouvellement de l'outil d'exploitation (amortissements) et des risques (provisions). Il est proche de l'EBE (excédent brut d'exploitation) utilisé en France, à la différence que ce dernier intègre le coût de la fiscalité (les impôts).

¹⁰ EDF, 2008. EDF Group Annual Report 2007. EDF, Paris. <http://www.edf.fr/html/RA2007/uk/accueil.html>. Consulté le 26 janvier 2009 et EDF, 2007. EDF Group Annual Report 2006. EDF, Paris. <http://www.edf.com/html/RA2006/uk/accueil.html>. Consulté le 26 janvier 2009.

¹¹ Aucun chiffre n'est publié pour les bénéfices ; les ventes totales incluent les « éliminations » des comptes.

¹² Production/Fourniture : ce segment recouvre tous les actifs et les expertises nécessaires pour la production de l'énergie et sa vente aux industriels, aux collectivités locales, aux PME et aux clients résidentiels.

¹³ Distribution : cet aspect correspond à la gestion du réseau de distribution public moyenne et basse tension

¹⁴ Transmission : cet aspect correspond à l'exploitation, à la maintenance et au développement du réseau de transmission électrique à haut et très haut voltage.

¹⁵ Autres : cette catégorie comprend les services énergétiques (chauffage urbain, services énergétiques thermiques, etc.) pour les industriels et les collectivités locales, ainsi que de nouveaux segments visant essentiellement à développer la production électrique à travers la cogénération et les sources d'énergie renouvelables (par ex. aérogénérateurs, panneaux solaires, etc.)

¹⁶ EDF, 2008. EDF Group Annual Report 2007. EDF, Paris. <http://www.edf.fr/html/RA2007/uk/accueil.html>. Consulté le 26 janvier 2009 et EDF, 2007. EDF Group Annual Report 2006. EDF, Paris. <http://www.edf.com/html/RA2006/uk/accueil.html>. Consulté le 26 janvier 2009.

¹⁷ EDF, 2008. EDF Group Annual Report 2007. EDF, Paris. <http://www.edf.fr/html/RA2007/uk/accueil.html>. Consulté le 26 janvier 2009.

¹⁸ Thomas, S., 2007 « A critique of the European Commission's evidence of the need for ownership unbundling of energy networks », PSIRU, Greenwich. <http://www.psiru.org/publicationsindex.asp>. Consulté le 26 janvier 2009

¹⁹ EDF, 2008. EDF Group Annual Report 2007. EDF, Paris. <http://www.edf.fr/html/RA2007/uk/accueil.html>. Consulté le 26 janvier 2009.

²⁰ *Nucleonics Week*, 2008. « In France, EDF/CEG deal draws fire, but seen as key to EPR series cost », 25 décembre 2008.

²¹ Thomas S., Bradford P., Froggatt A. & Milborrow D., 2007. « The economics of nuclear power », Amsterdam, Greenpeace International.

²² *Nucleonics Week*. 2008. « S&P rates Areva short-term credit highly, cites strong fundamentals », 4 décembre 2008, p 9.

²³ EDF, 2009 Communiqué de presse, 12 février 2009. http://press.edf.com/fichiers/fckeditor/File/press/cp_2009/cp_090212_va.pdf Consulté le 24 février 2009.

-
- ²⁴ Bloomberg, 2009 « EDF to Sell Assets, Cut Debt as Earnings » 12 février 2009.
http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=20601087&sid=aJ5bbxn_LsbM&refer=home# Consulté le 24 février 2009
- ²⁵ *Power Engineering International*, 2004. « Areva closes Alstom deal » vol. 12 n° 2, p 15.
- ²⁶ Areva, 2008. Reference document 2007, Areva, Paris, 2008, p 17.
http://www.areva.com/servlet/BlobProvider?blobcol=urluploadedfile&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1208858419760&filename=AREVA_DRF2007_UK_220408%2C0.pdf/
Consulté le 26 janvier 2009
- ²⁷ *The Economist*, 2008. « Power struggle; Nuclear energy » 6 décembre 2008 (US Edition).
- ²⁸ *Nucleonics Week*, 2009 « Siemens to quit Areva NP, explore pact with Russian industry » 29 janvier 2009, p 1.
- ²⁹ *Nucleonics Week*, 2007 « Revamping French nuclear industry may lead to Areva-Alstom merger » 13 septembre 2007, p 3
- ³⁰ *Nucleonics Week*, 2009 « Siemens to quit Areva NP, explore pact with Russian industry » 29 janvier 2009, p 1.
- ³¹ *Ibid.*
- ³² *Economist* (US Edition), 2009 « Nuclear fission; Siemens and Areva » 31 janvier 2009.
- ³³ *Nucleonics Week*, 2009 « Siemens to quit Areva NP, explore pact with Russian industry » 29 janvier 2009, p 1.
- ³⁴ *Wall Street Journal*, 2009 « France's Areva Feels Its Power Wane » 23 février 2009
<http://online.wsj.com/article/SB123534029395743781.html> , Consulté le 23 février 2009
- ³⁵ Areva, 2007. Reference document 2006, Areva, Paris, 2008, p 17.
<http://www.areva.com/servlet/BlobProvider?blobcol=urluploadedfile&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1177488957949&filename=doc+de+ref+2006+areva+UK.pdf>. P 300.
Consulté le 26 janvier 2009.
- ³⁶ Areva, 2007. Reference document 2006, Areva, Paris, 2008, p 17.
<http://www.areva.com/servlet/BlobProvider?blobcol=urluploadedfile&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1177488957949&filename=doc+de+ref+2006+areva+UK.pdf>. Consulté le 26 janvier 2009.
- ³⁷ *Nucleonics Week*. 2008. « S&P rates Areva short-term credit highly, cites strong fundamentals », 4 décembre 2008, p 9.
- ³⁸ Areva, 2007. Reference document 2006, Areva, Paris, 2008, p 17.
<http://www.areva.com/servlet/BlobProvider?blobcol=urluploadedfile&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1177488957949&filename=doc+de+ref+2006+areva+UK.pdf>. Consulté le 26 janvier 2009. pp 93-94 et Areva, 2008. Reference document 2007, Areva, Paris, 2008, p 17.
http://www.areva.com/servlet/BlobProvider?blobcol=urluploadedfile&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1208858419760&filename=AREVA_DRF2007_UK_220408%2C0.pdf/
Consulté le 26 janvier 2009
- ³⁹ Autres comprend « Corporate et autres éliminations »
- ⁴⁰ Areva, 2007. Reference document 2006, Areva, Paris, 2008, p 17.
<http://www.areva.com/servlet/BlobProvider?blobcol=urluploadedfile&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1177488957949&filename=doc+de+ref+2006+areva+UK.pdf>. Consulté le 26 janvier 2009. pp 93-94 et Areva, 2008. Reference document 2007, Areva, Paris, 2008, p 17.
http://www.areva.com/servlet/BlobProvider?blobcol=urluploadedfile&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1208858419760&filename=AREVA_DRF2007_UK_220408%2C0.pdf/

=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1208858419760&filename=AREVA_DRF2007_UK_220408%2C0.pdf./
Consulté le 26 janvier 2009

⁴¹ Areva, 2007. Reference document 2006, Areva, Paris, 2008, p 17.

<http://www.areva.com/servlet/BlobProvider?blobcol=urluploadedfile&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1177488957949&filename=doc+de+ref+2006+areva+UK.pdf>. Consulté le 26 janvier 2009. pp 93-94 et Areva, 2008. Reference document 2007, Areva, Paris, 2008, p 17.

http://www.areva.com/servlet/BlobProvider?blobcol=urluploadedfile&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1208858419760&filename=AREVA_DRF2007_UK_220408%2C0.pdf./
Consulté le 26 janvier 2009

⁴² Areva, 2007. Reference document 2006, Areva, Paris, 2008, p 17.

<http://www.areva.com/servlet/BlobProvider?blobcol=urluploadedfile&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1177488957949&filename=doc+de+ref+2006+areva+UK.pdf>. Consulté le 26 janvier 2009. pp 93-94 et Areva, 2008. Reference document 2007, Areva, Paris, 2008, p 17.

http://www.areva.com/servlet/BlobProvider?blobcol=urluploadedfile&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1208858419760&filename=AREVA_DRF2007_UK_220408%2C0.pdf./
Consulté le 26 janvier 2009

⁴³ Areva, 2007. Reference document 2006, Areva, Paris, 2008, p 17.

<http://www.areva.com/servlet/BlobProvider?blobcol=urluploadedfile&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1177488957949&filename=doc+de+ref+2006+areva+UK.pdf>. Consulté le 26 janvier 2009. pp 93-94 et Areva, 2008. 'Reference document 2007', Areva, Paris, 2008, p 17.

http://www.areva.com/servlet/BlobProvider?blobcol=urluploadedfile&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1208858419760&filename=AREVA_DRF2007_UK_220408%2C0.pdf./
Consulté le 26 janvier 2009

⁴⁴ Areva, 2007. Reference document 2006, Areva, Paris, 2008, p 17.

<http://www.areva.com/servlet/BlobProvider?blobcol=urluploadedfile&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1177488957949&filename=doc+de+ref+2006+areva+UK.pdf>. Consulté le 26 janvier 2009. pp 93-94 et Areva, 2008. Reference document 2007, Areva, Paris, 2008, p 17.

http://www.areva.com/servlet/BlobProvider?blobcol=urluploadedfile&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1208858419760&filename=AREVA_DRF2007_UK_220408%2C0.pdf./
Consulté le 26 janvier 2009

⁴⁵ Areva, 2007. Reference document 2006, Areva, Paris, 2008, p 17.

<http://www.areva.com/servlet/BlobProvider?blobcol=urluploadedfile&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=Downloads&blobwhere=1177488957949&filename=doc+de+ref+2006+areva+UK.pdf>. Consulté le 26 janvier 2009. pp 93-94

⁴⁶ *Nucleonics Week*, 2008 « Eskom cancels tender for initial reactors » 11 décembre 2008, p 1.

⁴⁷ La Commission européenne stipule que : « Le Traité de la Communauté européenne prononce une interdiction générale de l'aide de l'État. Les fondateurs, toutefois, ont bien évidemment constaté que dans certaines circonstances, des interventions des gouvernements sont nécessaires pour une économie équitable et qui fonctionne correctement. » Et « [La Commission] établit que les interventions des gouvernements ne font pas obstacle à un bon fonctionnement du marché intérieur ou nuisent à la concurrence des entreprises de l'UE. »

http://ec.europa.eu/competition/state_aid/overview/index_en.html. Consulté le 26 janvier 2009.

⁴⁸ Commission européenne, 2007. « State aid: Commission concludes that French state guarantee for Finnish nuclear power plant operator TVO does not constitute aid » Communiqué de presse IP/07/1400.

<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/07/1400&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en> Consulté le 26 janvier 2009.

-
- ⁴⁹ *Nucleonics Week*, 2008 « French export credit agency to insure loans for Cgnpc, Eskom » 21 août 2008, p 10.
- ⁵⁰ *The Star* (Afrique du Sud) 2009 « Nuclear bid had funding – Areva » 30 janvier 2009
- ⁵¹ D'autres compagnies électriques ont des participations minoritaires dans quelques réacteurs.
- ⁵² Entre 1977 et 1981, EDF a installé environ 20 000 MW de REP, soit en moyenne une capacité d'environ 4 000 MW par an, ou l'équivalent d'environ 5 EPR tous les 2 ans.
- ⁵³ *Nucleonics Week*.2008. « EDF seeks 60-year lifetimes to boost revenues, postpone new reactors », 11 décembre 2008.
- ⁵⁴ *Nucleonics Week*, 2007, « Suez/Electrabel looking at French sites, including Tricastin, for EPR » 22 février 2007, p 1
- ⁵⁵ *Nucleonics Week*, 2008. « Sarkozy launches second French EPR, citing higher fuel prices », 10 juillet 2008, p 1.
- ⁵⁶ *Nucleonics Week*, 2009. « EDF tapped for next EPR at Penly, with GDF Suez in line for third unit », 5 février 2009, p 1.
- ⁵⁷ AFP, 2008 « France to build second latest-generation nuclear plant » 3 juillet 2008
- ⁵⁸ *Nucleonics Week*.2008. « EDF seeks 60-year lifetimes to boost revenues, postpone new reactors », 11 décembre 2008.
- ⁵⁹ *Nuclear Fuels*, 2006, « French MPs force new vote on repository before licensing » 24 avril 2006, p 1.
- ⁶⁰ EDF, 2008. « Consolidated financial statements at December 31 2007 », EDF, Paris. <http://www.edf.fr/html/RA2007/uk/accueil.html>. Consulté le 26 janvier 2009. EDF, 2007. « Consolidated financial statements at December 31, 2006 », EDF, Paris, http://www.edf.com/html/RA2006/uk/pdf/ra2006Fin_01_va.pdf Consulté le 24 février 2009
- ⁶¹ EDF, 2008. « Consolidated financial statements at December 31, 2007 », EDF, Paris, p 77. <http://www.edf.fr/html/RA2007/uk/accueil.html>. Consulté le 26 janvier 2009.
- ⁶² EDF, 2008. « Consolidated financial statements at December 31, 2007 », EDF, Paris, p 77. <http://www.edf.fr/html/RA2007/uk/accueil.html>. Consulté le 26 janvier 2009.
- ⁶³ *Nucleonics Week*, 2004. « EDF decision to build EPR called strong market argument for Areva » 28 octobre 2004, p 9
- ⁶⁴ *Nucleonics Week*, 2006. « Cost estimate for Flamanville-3 unchanged, EdF official says » 7 septembre 2006 « EDF to build Flamanville-3, says first EPR competitive with CCGT » 11 mai 2006
- ⁶⁵ *Nucleonics Week* « Cost estimate for Flamanville-3 unchanged, EdF official says » 7 septembre 2006
- ⁶⁶ Si, pour les besoins de la démonstration, nous supposons que les dépenses de 3 milliards d'euros sont réparties régulièrement sur les 5 années et que le taux d'intérêt est de 2,6 %, le total des intérêts sera d'environ 240 millions d'euros. La valeur du premier cœur combustible n'a pas été divulguée.
- ⁶⁷ EDF, 2008. « Consolidated financial statements », EDF, Paris, p 77. <http://www.edf.fr/html/RA2007/uk/accueil.html>. Consulté le 26 janvier 2009.
- ⁶⁸ EDF, 2008. « Consolidated financial statements », EDF, Paris, p. 77 . <http://www.edf.fr/html/RA2007/uk/accueil.html>. Consulté le 26 janvier 2009 p. 128.

⁶⁹ *Nucleonics Week*, 2008. « Concrete pouring at Flamanville-3 stopped after new problems found » 29 mai 2008, p 18.

⁷⁰ *Nucleonics Week*, 2008. « EDF confirms target of starting up Flamanville-3 in 2012 » 20 novembre 2008, p 1.

⁷¹ *Nucleonics Week*, 2008. « Flamanville EPR experience seen influencing work at Taishan » 20 novembre 2008.

⁷² Keller. G. 2008. « EDF to lead up to euro50B in nuclear plant investment », Associated Press Worldstream, 4 décembre 2008.

⁷³ *Nucleonics Week*, 2005. « EDF: Flamanville-3 cost rise due to inflation, technical/regulatory changes » 8 décembre 2005, p 1.

⁷⁴ Même si Olkiluoto a été en fait le réacteur tête de série, *Nucleonics Week* expliquait : « EDF considère Flamanville comme une tête de série dans la mesure où l'EPR qu'Areva et Siemens construisent à Olkiluoto en Finlande a un modèle de gestion de projet différent. » *Nucleonics Week*, 2008, « EDF expected to announce 20 % rise in projected cost of Flamanville-3 » 4 décembre 2008, p 2.

⁷⁵ Ibid.

⁷⁶ Ibid.

⁷⁷ Ibid.

⁷⁸ Thomas S., Bradford P., Froggatt A. & Milborrow D., 2007. « The economics of nuclear power », Amsterdam, Greenpeace International.

⁷⁹ *Nucleonics Week*, 2007 « EC says nuclear export credits aren't state aid, for third time » 27 septembre 2007, p 12.

⁸⁰ Thomas S., Bradford P., Froggatt A. & Milborrow D., 2007. « The economics of nuclear power », Amsterdam, Greenpeace International.

⁸¹ Thomas S., Bradford P., Froggatt A. & Milborrow D., 2007. « The economics of nuclear power », Amsterdam, Greenpeace International.

⁸² Fortum, 2008. 'Fact sheet' Fortum, Helsinki.
http://www.fortum.com/binary.asp?page=45532&file=pdf\2008\10\5495819458514\Fortum_factsheet_June_2008_eng.pdf. Consulté le 26 janvier 2009.

⁸³ Pour un bilan détaillé des problèmes jusqu'en mars 2007, voir Thomas S. et al. (2007).

⁸⁴ Le Monde, 2006. 'Le retard de l'EPR finlandais va coûter 700 millions d'euros au français', 19 décembre 2006.

⁸⁵ *Nucleonics Week*, 2005. « EDF: Only Framatome could supply model it wanted at Flamanville-3 » 8 décembre 2005.

⁸⁶ Ibid.

⁸⁷ Retranscription des actualités TV de la Finnish Broadcasting Company, 30 janvier 2007

⁸⁸ Ibid

⁸⁹ « Bayern LB Receives 15BN-Euro Bailout » Résumé à partir du Frankfurter Allgemeine Zeitung, 5 décembre 2008

⁹⁰ <http://www.tvo.fi/www/page/2975/>

-
- ⁹¹ *Nucleonics Week*, 2008 « Areva's income, sales increased in 2007, along with debt » 6 mars 2008, p 7
- ⁹² Ibid.
- ⁹³ *Nucleonics Week*, 2008. « S&P rates Areva short-term credit highly, cites strong fundamentals » 4 décembre 2008, p. 9
- ⁹⁴ Siemens, 2008. Annual Report 2008, Siemens, http://w1.siemens.com/investor/pool/en/investor_relations/e08_00_gb2008.pdf. Consulté le 27 janvier 2009.
- ⁹⁵ Kauppalehti (résumé) « Finland: Areva not interested in future nuclear projects » 29 décembre 2008, p.7
- ⁹⁶ *Power in Europe* « Olkiluoto 4 EIA released » 25 février 2008
- ⁹⁷ *Power in Europe*, 2008. « Fortum submits Loviisa 3 EIA » 7 avril, 2008
- ⁹⁸ *Helsingin Sanomat*, 2009 « Finland: Nuclear power plant application from Fennovoima » 15 janvier 2009, p B5.
- ⁹⁹ *Nuclear News* 2008 « Fennovoima submits EIA for new plant » Décembre 2008, p 42
- ¹⁰⁰ *Power in Europe*, 2008. « Only one new reactor needed: Pekkarinen » 19 mai 2008.
- ¹⁰¹ EDF, 2008. EDF Group Annual Report 2007, EDF, Paris. <http://www.edf.fr/html/RA2007/uk/accueil.html>. Consulté le 26 janvier 2009.
- ¹⁰² EDF Energy, 2008. Consulté le 27 janvier 2009 sur : <http://www.edfenergy.com/sustainability/performance-report/economic/key-figures.shtml>
- ¹⁰³ EDF Energy, 2008. Consulté le 27 janvier 2009 sur : <http://www.edfenergy.com/sustainability/performance-report/economic/energy-supply/energy-supplyoverview.shtml>.
- ¹⁰⁴ EDF Energy. 2007. Consulté sur : <http://www.edfenergy.com/sustainability/performance-report/economic/key-figures.shtml> 39.
- ¹⁰⁵ DECC. 2008. « Digest of UK energy statistics ». Consulté le 27 janvier 2009 sur : <http://www.berr.gov.uk/whatwedo/energy/statistics/source/electricity/page18527.html>
- ¹⁰⁶ Thomas S., Bradford P., Froggatt A. & Milborrow D., 2007. « The economics of nuclear power », Amsterdam, Greenpeace International.
- ¹⁰⁷ British Energy. (2008). « Annual report and accounts 2007/08 », British Energy, East Kilbride, p 1. http://british-energy.com/documents/Annual_report_2007_2008.pdf . Consulté le 27 janvier 2008.
- ¹⁰⁸ Ibid
- ¹⁰⁹ British Energy, 2008. « Results for the six months ended 28 September 2008 of the financial year ending 31 March 2009 » British Energy, East Kilbride, p 2. http://www.british-energy.com/documents/H1_0809_SEA_FINAL.pdf . Consulté le 27 janvier 2009.
- ¹¹⁰ Agence France Presse, 2008 « French firm EDF clinches British Energy takeover » 24 septembre 2008.
- ¹¹¹ London Stock Exchange Aggregated Regulatory News Service, 2008 « Centrica PLC Announcement re: Rights Issue »
- ¹¹² *European Daily Electricity Markets*, 2009, « Centrica could complete EDF/British Energy deal by April », 23 février 2009

¹¹³ Europa Rapid Press Release, (2008). « Mergers: Commission clears proposed acquisition of British Energy by EDF, subject to conditions » Commission européenne, Bruxelles.
<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/08/2048&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en> . Consulté le 27 janvier 2009.

¹¹⁴ DECC. 2008. « Digest of UK energy statistics ». Consulté le 27 janvier 2009 sur :
<http://www.berr.gov.uk/whatwedo/energy/statistics/source/electricity/page18527.html>

¹¹⁵ Le Parlement écossais a un pouvoir de veto à l'encontre de propositions de construction de centrales nucléaires en Écosse dans le cadre des pouvoirs du Gouvernement écossais en matière d'aménagement du territoire. La politique du Scottish National Party actuellement au pouvoir est d'exercer ces pouvoirs. Voir par exemple, <http://news.bbc.co.uk/1/hi/scotland/7891130.stm>

¹¹⁶ *The Times*, 2009. « Germans to invest Eur20bn in new UK nuclear plants » 15 janvier 2009, p 38.

¹¹⁷ <http://www.hse.gov.uk/nuclear/reactors/> Consulté le 27 janvier 2009.

¹¹⁸ *Nucleonics Week*, 2008. « French engineering firm signs pact with UK's Balfour Beatty on EPR » 11 décembre 2008, p 9

¹¹⁹ Constellation Energy Nuclear Group, 'Fact Sheet' (non daté). Consulté le 27 janvier 2009 sur http://www.constellation.com/vcmfiles/Constellation/Files/Press-Kit_Corp_NuclearGrp_2008-09-17.pdf

¹²⁰ *Nucleonics Week*, 2008. « EDF to acquire nearly half of Constellation's nuclear business » 18 décembre 2008, p 1.

¹²¹ *Nucleonics Week*, 2008. « In France, EDF/CEG deal draws fire, but seen as key to EPR series cost », 25 décembre 2008.

¹²² Ibid

¹²³ Ibid

¹²⁴ US Department of Energy, 2008 « Loan guarantee solicitation announcement: Federal loan guarantees for nuclear power facilities », USDOE, Washington, p 22. Consulté le 27 janvier 2009 at <http://www.lgprogram.energy.gov/NuclPowerSol7-11-08Amend1.pdf>

¹²⁵ COLA : Combined Construction and Licensing Application (Demande combinée de construction-exploitation)

¹²⁶ <http://www.nrc.gov/reactors/new-reactors/col.html>. Consulté le 27 janvier 2009.

¹²⁷ *Electric Utility Week*, 2008 « Regulators back expansion of Calvert Cliffs, but environmentalists ask for preconditions » 1^{er} décembre 2008, p 28.

¹²⁸ La demande de licence Partie 1 est soumise à des frais non remboursables de 200 000 \$US, tandis que la Partie 2 est soumise à des frais non remboursables de 600 000 \$US.

¹²⁹ *Nucleonics Week*, 2008. « Loan guarantee application deadline draws multiple requests » 25 décembre 2008, p 1.

¹³⁰ McClatchy-Tribune Business News « Areva looks to federal loan guarantees for new reactors » 20 octobre 2008.

¹³¹ <http://www.ne.doe.gov/np2010/neScorecard/neScorecard.html>

¹³² *Nucleonics Week*, 2008. « In France, EDF/CEG deal draws fire, but seen as key to EPR series cost », 25 décembre 2008.

¹³³ Si l'on suppose que trois réacteurs de chaque modèle évalué par la NRC sont construits à un coût d'environ 9 milliards de dollars chacun et que les garanties d'emprunt couvrent le montant maximum autorisé dans le cadre des règles de l'USDOE, soit 80 % du coût total, des garanties de 108 milliards de dollars US seront nécessaires.

¹³⁴ *Nuclear News*, 2008. « Renaissance Watch » Décembre 2008, p 20.

¹³⁵ US Enrichment Corporation a également déposé une demande pour les garanties d'emprunt et GE-Hitachi devrait également déposer une demande en 2009 pour son usine d'enrichissement. Voir *Inside NRC*, 2009 « Areva delivers application to NRC for Eagle Rock enrichment plant » 5 janvier 2009, p 340

¹³⁶ *Idaho Business Review*, 2008. « Areva applies for federal loan guarantee for Eagle Rock facility » 3 décembre 2008

¹³⁷ *Nucleonics Week*, 2008. « Heavy component manufacturing for new reactors to return to US » 30 octobre 2009, p 5

¹³⁸ *Nuclear News*, 2008 « Areva Moved to secure supplies of large forged parts » Décembre 2008, p 43.

¹³⁹ <http://www.iaea.or.at/programmes/a2/> Consulté le 27 janvier 2009.

¹⁴⁰ *Xinhua Financial News* « Correction: France's Areva confirms 8 Bln EUR nuclear deal with China - UPDATE 3 » 26 novembre 2007

¹⁴¹ *Xinhua Financial News* « Correction: France's Areva confirms 8 Bln EUR nuclear deal with China - UPDATE 3 » 26 novembre 2007

¹⁴² *Nucleonics Week*, 2007 « Areva hits jackpot with contract for islands, fuel for Taishan EPRs » 29 novembre 2007, p 1.

¹⁴³ *European Daily Electricity Markets* « EDF's past efforts pay off with two EPR deals sealed in China » 15 août 2008.

¹⁴⁴ *European Daily Electricity Markets* « EDF's past efforts pay off with two EPR deals sealed in China » 15 août 2008.

¹⁴⁵ *Engineering News*, 2008 « Eskom terminates Nuclear 1 procurement process, but SA still committed to nuclear » 5 décembre 2008.

¹⁴⁶ *The Hindu*, 2009. « Areva to sign MoU with NPCIL; to set up two reactors » 22 janvier 2009. Consulté le 27 janvier 2009 sur <http://www.hindu.com/thehindu/holnus/006200901221224.htm>

¹⁴⁷ *Nucleonics Week*, 2009. « EDF tapped for next EPR at Penly, with GDF Suez in line for third unit », 5 février 2009, p 1.

¹⁴⁸ *Nuclear News*, 2008. « Renaissance Watch » Décembre 2008, p 20.

¹⁴⁹ *Nucleonics Week*, 2008 « EDF sees EPR series easing construction in four countries » 17 avril, 2008, p 1.

¹⁵⁰ *World Nuclear News*, 2008 « EdF plans for future nuclear growth » 4 décembre 2008. Consulté le 27 janvier 2009 at http://www.world-nuclear-news.org/C-EdF_plans_for_future_nuclear_growth-0412084.html