

EDF et Areva : une stratégie hasardeuse et risquée

EDF et Areva développent depuis plusieurs années une stratégie basée exclusivement sur la relance du nucléaire dans le monde. Cette relance ne s'est pour l'instant pas concrétisée et semble largement surestimée. A la demande de Greenpeace, Steve Thomas, professeur de politique énergétique de l'école de commerce de l'Université de Greenwich, a décrit et analysé la stratégie des deux industriels ainsi que les perspectives commerciales réelles du secteur nucléaire dans un rapport « AREVA et EDF : perspectives commerciales et risques dans le secteur de l'énergie nucléaire ». La présente note est une synthèse qui en reprend les principaux enseignements :

- Le pari fait sur le renouveau du nucléaire en Grande-Bretagne comme aux Etats-Unis pourrait se transformer en véritable fardeau.
- Areva est tributaire de l'aide du gouvernement français via son agence de garanties de crédits à l'exportation, la coface. Sans l'aide du contribuable français, Areva n'est pas et ne sera pas en mesure de commercialiser ses réacteurs EPR.
- Du fait de leurs stratégies hasardeuses, les deux groupes ont atteint un endettement record.
- EDF comme Areva risquent d'être amenés à vendre très rapidement une partie de leurs actifs.
- Le nombre de commandes qui se concrétisent en comparaison de celles qui sont prévues, est très faible. Le nombre d'EPR vendu par Areva devrait donc se limiter à quelques unités ces dix prochaines années.
- Les opérations « sûres » des 2 groupes sur le marché français sont en perte de vitesse. La encore, ces deux groupes font reposer leurs choix risqués sur le contribuable français et les citoyens.

Contexte financier et politique

EDF : un endettement record

Les résultats d'EDF annoncés en février 2009 ont montré que le fardeau des acquisitions, notamment au Royaume-Uni (British-Energy) et aux Etats-Unis (Constellation) commence à se faire sentir.ⁱ Son endettement avait atteint 24,5 milliards d'euros à la fin de 2008 au lieu de 16,3 milliards à la fin de 2007.ⁱⁱ 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 PDG d'EDF, Pierre Gadonneix, soulignait : « *Nous n'excluons [la vente éventuelle] d'aucune composante de nos activités, en France ou à l'étranger. Nous voulons négocier les meilleurs prix, et je ne serai donc pas plus précis.* »

Pour Steve Thomas, 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.

Areva : une incapacité à faire face aux investissements

À l'été 2008, le niveau d'endettement du groupe Areva était d'environ 4,5 milliards d'euros. Le groupe était peu disposé à contracter de nouvelles dettes. Il 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 pour racheter la participation de Siemens dans Areva NP. 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 [de la part de Siemens] avec un nouvel endettement.ⁱⁱⁱ

Globalement, tout comme EDF, Areva pourrait avoir à vendre des actifs pour financer ses ambitieux projets de développement.^{iv} Les secteurs qui pourraient être vendus sont le pôle Transmission & Distribution et sa participation de 26,43 % dans une société minière, Eramet.

Les chiffres de rentabilité très médiocres pour le pôle « Réacteurs et Services » s'expliquent probablement par des pertes liées au contrat d'Olkiluoto en Finlande. Dans son rapport annuel 2006, Areva a ajouté 452 millions d'euros à ses « provisions pour pertes à terminaison ». Areva précise que^v « La provision constatée par le groupe en 2006 traduit l'augmentation des coûts et des aléas de ce projet [Olkiluoto]. » L'année d'après, dans son rapport annuel 2007, Areva ajoute 361 millions d'euros à ses « provisions pour pertes à terminaison » et précise que^{vi} « (c)et intitulé recouvre essentiellement les pertes à terminaison liées au contrat de construction du réacteur EPR OL3 [Olkiluoto]. »

Actuellement, les « Services aux réacteurs » d'Areva ne sont pas tributaires de nouvelles commandes. Les réacteurs existants génèrent d'importants volumes de travail (maintenance, remplacement de gros composant...). 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 a baissé et son niveau de risque augmenté.

Subventions et soutien de l'Etat : le rôle clé de la Coface

Le gouvernement français n'est plus en mesure d'apporter à Areva et EDF un soutien aussi important que par le passé. Le principal domaine dans lequel le gouvernement français peut encore apporter une aide, particulièrement en dehors de l'Union Européenne, 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 (Fédération européenne des énergies renouvelables), mais la Commission européenne a estimé pour des motifs discutables qu'il ne s'agissait pas d'une « aide d'État abusive ».^{vii} 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)^{viii}. 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 Areva a affirmé qu'elle serait capable de couvrir 85 % du coût avec des organismes de crédit à l'exportation de l'OCDE.^{ix} 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 elle le fait au Royaume-Uni, aux États-Unis et en Chine.

L'actionnariat public majoritaire représente à la fois une force et une faiblesse pour les deux sociétés. Cela leur donne 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 son intérêt.

2 EPR : 2 fiascos

Flamanville : coûts, surcoûts et conséquences

Les coûts et la durée de construction retenus par EDF pour le projet d'EPR à Flamanville 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 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.^x 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.^{xi} Le taux d'intérêt très faible appliqué à Olkiluoto se traduit dans ce cas par des intérêts intercalaires peu élevés.^{xii} Aussi, la différence entre le prix d'Olkiluoto et celui de Flamanville est-elle plus importante que les chiffres globaux le laissent supposer.

EDF a reconnu que les prévisions des coûts de construction pour Flamanville étaient passées de 3,3 à 4 milliards d'euros.^{xiii} EDF a attribué à l'inflation et aux changements techniques et réglementaires l'essentiel des 20 % de dépassement du coût instantané pour Flamanville. Plus qu'à Olkiluoto, cette inflation serait la conséquence des coûts de tête de série (« first-of-a-kind » ou FOAK) intégrant les frais de développement et d'études de conception.^{xiv} EDF n'a pas précisé l'ampleur des coûts de tête de série à Flamanville 3, mais par le passé, il était 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 dix installations.^{xv} Cependant, EDF a indiqué qu'un second EPR en France serait

encore plus coûteux. L'effet de série ne serait palpable qu'à partir de la construction d'un troisième ou quatrième réacteur.^{xvi} Selon EDF, 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 pour Flamanville ont été signés.^{xvii}

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. Si les coûts supplémentaires étaient de 50 %, soit environ 2 milliards d'euros, et qu'EDF soit forcée 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 les profits d'EDF dépassent les 15 milliards d'euros par an.

En revanche, l'impact indirect de problèmes importants à Flamanville, en termes notamment d'atteinte à sa réputation, pourrait être beaucoup plus important.

Finlande : le naufrage

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 que 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 là encore d'être beaucoup plus importantes. Olkiluoto se devait d'être la vitrine de la technologie EPR... 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.

La réalité des marchés

France : une double stratégie contradictoire

Dans la pratique, un flux régulier de commandes d'EPR par EDF en France pourrait ne pas se concrétiser.

- Les réacteurs existants pourraient bénéficier d'une autorisation pour 60 ans : 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 avec Suez 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.
- Il existe déjà une surcapacité électronucléaire en France : les réacteurs existants ne peuvent pas toujours être 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.

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. Le groupe EDF estime à 400 millions d'euros par réacteur les dépenses de maintenance et de modernisation et, à partir de ce chiffre, elle 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.^{xviii} Il y aurait notamment des avantages financiers pour les fonds de démantèlement.

S'il est vrai qu'une prolongation de la durée de vie des réacteurs serait financièrement justifiée pour EDF, elle ruinerait également le programme français de commandes d'EPR. Aucune commande importante n'est alors nécessaire pour la France avant au minimum 2030. D'ici là, la conception de l'EPR aura 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.

La proposition d'EDF de prolonger la vie de ses installations existantes à 60 ans signifie donc 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.

Royaume-Uni : le va-tout sur British Energy

EDF a acheté en septembre 2008 la compagnie électrique British Energy pour un montant d'environ 15 milliards d'euros (12,5 milliards de livres). EDF a mentionné trois facteurs motivant sa décision de reprendre British Energy. Tout d'abord, l'entreprise dispose d'une capacité de production très inférieure à celle de ses concurrents, et l'ajout de la capacité de British Energy 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 tous les principaux sites où de nouvelles centrales nucléaires pourraient être construites au Royaume-Uni. Troisièmement, EDF peut répondre à la demande de BE de spécialistes nucléaires qualifiés pour maintenir les centrales, dont l'état est parfois problématique, en exploitation. Ceci représente enfin une bonne base

de compétences, en particulier sur les marchés anglophones, comme l'Afrique du Sud et les États-Unis.

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. Dans 3 à 4 ans, lorsque la conception aura été approuvée et que l'autorisation du site aura été accordée, si le groupe EDF estime qu'il ne peut pas poursuivre les travaux sans subventions et que ces dernières ne sont pas fournies, il se peut qu'aucune commande ne soit passée.

Etats-Unis

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.^{xix} Par ailleurs EDF et Constellation ont créé dès 2005 une société également commune à toutes les deux : Unistar.

Il est difficile de quantifier l'engagement d'EDF sur le marché américain. En plus de sa participation dans Unistar qui lui a coûté 4,5 milliards de dollars, EDF a également fourni à Constellation 600 millions de dollars en liquidités. 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.^{xx}

Areva s'est aussi engagée 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.

Globalement, tous ces investissements aux États-Unis semblent assez spéculatifs. Les compagnies électriques américaines ont annoncé des projets visant à construire six réacteurs de type EPR.^{xxi} Toutefois, des commandes ne seront réellement passées que si le nouveau gouvernement américain offre des garanties de prêts. C'est bien le montant des garanties de prêt offertes qui permettra de déterminer combien de projets seront réellement construits sur la trentaine de projets annoncés. 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 4 réacteurs.^{xxii}

Il est difficile de savoir si ces nouveaux réacteurs seront des EPR. Seul un projet d'EPR aux États-Unis est assez avancé sur le site de Calvert Cliffs, et il se place dans la file d'attente derrière plusieurs autres projets...

La Chine

Depuis plus de trois 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 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.

Toutefois, en novembre 2007, Areva a annoncé avoir conclu un accord pour la fourniture de 2 EPR pour le site de Taishan, 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). »^{xxiii}

Le contrat avec Areva, qui équivaldrait à 8 milliards, porterait sur l'îlot nucléaire et le combustible.^{xxiv} 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.

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).^{xxv} Cette commande a été évaluée à 8 milliards, et si EDF en prend 30%, ses investissements nucléaires en Chine représenteront au moins 2,5 milliards d'euros.^{xxvi}

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.

La Finlande

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. Au vu des problèmes accumulés avec Olkiluoto 3, ceci semble loin d'être certain...

Autres marchés

Au-delà de ces propositions relativement avancées, il y a un certain nombre de marchés possibles, mais tous ne sont encore que des conjectures. Les Émirats arabes unis (EAU) 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.

En Afrique du Sud, l'appel d'offres de la compagnie électrique sud-africaine Eskom, a été abandonné en décembre 2008 et on ne sait pas encore si, et quand, l'appel d'offres pourrait être relancé. La notation financière d'Eskom. semble poser des problèmes persistants.

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, comme l'Allemagne, l'Italie, l'Espagne et la Belgique, des commandes obligeraient à des revirements politiques majeurs qui seraient très controversés.

Conclusion

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 devrait être de 10 à 15. L'expérience passée montre que la proportion des commandes qui se concrétisent en comparaison de celles qui sont prévues, est très faible. Au-delà de 10 à 15, la marge d'incertitude est beaucoup plus élevée. 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 conservera 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.

De son côté, 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. Comme 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 des décisions difficiles sur les prix de l'électricité... Ceci semble peu probable.

Les groupes 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.

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.

Contacts :

Rianne Teule, campagne nucléaire, Greenpeace international : 00 31 650 640 961

Steve Thomas, Public Services International Research Unit, Business School, University of Greenwich : 00 44 208 331 9056

ⁱ 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.

ⁱⁱ 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

ⁱⁱⁱ *Nucleonics Week*, 2009 « Siemens to quit Areva NP, explore pact with Russian industry » 29 janvier 2009, p 1.

^{iv} *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

^v 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.

^{vi} 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.

^{vii} 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.

^{viii} *Nucleonics Week*, 2008 « French export credit agency to insure loans for Cgnpc, Eskom » 21 août 2008, p 10.

^{ix} *The Star* (Afrique du Sud) 2009 « Nuclear bid had funding – Areva » 30 janvier 2009

^x *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

^{xi} *Nucleonics Week* « Cost estimate for Flamanville-3 unchanged, EdF official says » 7 septembre 2006

^{xii} 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.

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

^{xiv} 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.

^{xv} Ibid.

^{xvi} Ibid.

^{xvii} Ibid.

^{xviii} *Nucleonics Week*.2008. « EDF seeks 60-year lifetimes to boost revenues, postpone new reactors », 11 décembre 2008.

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

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

^{xxi} *Nuclear News*, 2008. « Renaissance Watch » Décembre 2008, p 20.

^{xxii} 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.

^{xxiii} *Xinhua Financial News* « Correction: France’s Areva confirms 8 Bln EUR nuclear deal with China - UPDATE 3 » 26 novembre 2007

^{xxiv} *Nucleonics Week*, 2007 « Areva hits jackpot with contract for islands, fuel for Taishan EPRs » 29 novembre 2007, p1.

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

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