



Débat sur l'Energie et les
Tensions Environnementales
2b, rue Jules Ferry – 93 100 Montreuil

« *EOLE ou PLUTON ?* » 2003

Antoine **BONDUELLE** (*auteur principal*)
et Mathias LEFEVRE

Décembre 2003

Rapport commandité par **GREENPEACE®**

Sommaire

<i>INTRODUCTION</i>	3
<i>LE PROJET EPR</i>	5
HISTORIQUE	5
CARACTERISTIQUES DU REACTEUR EPR	5
<i>METHODOLOGIE DE L'ETUDE</i>	8
UNE ESTIMATION PRUDENTE DES COUTS	8
UN SCENARIO CENTRAL : DETENTE « EOLE OU PLUTON ? », ET DES VARIANTES	9
REMARQUE SUR LA METHODE DU CALCUL ACTUALISE	11
AUTRES QUESTIONS SUR LA COMPARAISON.....	11
RESUME DE LA METHODE EMPLOYEE.....	11
<i>LE COUT DE L'EPR ET DE SON FONCTIONNEMENT.</i>	13
GENERALITES SUR LES COUTS	13
INVESTISSEMENT INITIAL NUCLEAIRE.....	16
DEMANTELEMENT ET PROVISIONS.....	20
CHARGES RECURRENTES DU NUCLEAIRE	23
RESUME DES HYPOTHESES DE COUT DE L'EPR.....	29
NUCLEAIRE ET EMPLOI	30
INVESTISSEMENTS : LA METHODE DES EMPLOIS APPARENTS :	32
<i>EOLIEN, LES POTENTIELS, LES CONTRAINTES DE DEVELOPPEMENT, LES COUTS DE REFERENCE</i>	34
LES POTENTIELS ET LES CONTRAINTES PHYSIQUES DE L'EOLIEN	34
LES COUTS DE L'EOLIEN	35
INVESTISSEMENT INITIAL	36
CHARGES RECURRENTES D'EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE :	38
PRODUCTIVITE DE L'EOLIEN	39
RESUME DES COUTS DE L'EOLIEN	44
ENERGIE EOLIENNE ET EMPLOI	45
ESTIMATION DES EMPLOIS DANS L'EOLIEN	47
LES COUTS INDUITS DANS LE SYSTEME : TAUX D'UTILISATION ET INTERMITTENCE.....	49
<i>LES RESULTATS</i>	52
MISE EN ŒUVRE DE LA METHODE	52
RESULTATS EN TERME ECONOMIQUE.....	53
RESULTATS : LE SCENARIO CENTRAL DETENTE.....	56
RESULTATS POUR LES VARIANTES « EOP-H » ET « EOP-B ».....	58
RESULTAT POUR LA VARIANTE « 1 + 4 EPR »	62
<i>ANNEXES</i>	65

Introduction

La France, notamment à travers un débat national et le vote prochain d'une loi d'orientation sur les énergies, se pose ouvertement la question de la nécessité de construire prochainement un réacteur EPR (European Pressurized Reactor) de démonstration. Selon Mme Fontaine, Ministre Déléguée à l'Industrie, cette question se pose, non pas dans l'optique d'une relance immédiate du nucléaire, mais au contraire dans l'optique « *de disposer du maximum d'options énergétiques ouvertes et de pouvoir ainsi réellement décider de remplacer ou non tout ou partie du parc par un nouveau parc nucléaire* » à l'horizon 2020-2025.¹

Pour contribuer à ce débat, Greenpeace a demandé à l'association DETENTE de mettre à jour un calcul déjà diffusé par cette association en 1999, le rapport « Eole ou Pluton ? »². L'idée est simple : et si, au lieu de dépenser une somme considérable pour construire l'EPR, EDF investissait dans un programme éolien équivalent : Quelle serait alors la quantité d'électricité produite ? Et combien d'emplois pourrait-on attendre pour l'économie française ?

La production importante d'électricité à partir d'éoliennes terrestres ou maritimes n'est plus une vue de l'esprit. Depuis la première étude, on peut noter de nombreux développements pour l'industrie éolienne, et notamment son taux de croissance annuel supérieur à 30% depuis dix ans. L'éolien aujourd'hui en France, c'est une puissance installée de 220 MW, pour une capacité de production de plus 300 GWh³. Ces valeurs sont toutefois très en deçà de l'équipement des pays les plus avancés.

En Europe, cette puissance installée s'élevait à 24 626 MW en juin 2003⁴, et elle dépasse les 30 000 MW au niveau mondial⁵. L'Allemagne se trouve en tête de classement avec 13 750 turbines pour une capacité installée de 12 800 MW environ, soit 4 % de la demande d'électricité du pays⁶. Après de nombreuses tergiversations, le gouvernement anglais de Tony Blair a décidé de ne plus sauver l'industrie nucléaire en faillite, mais au contraire de lancer un appel d'offre pour la construction d'éoliennes au large de Londres, pour plus de 6000 MW alloués à ce jour.

Enfin, les conséquences sociales de ce développement se font jour en Europe. Au Danemark depuis près de dix ans, l'industrie éolienne emploie plus de personnes que toute l'industrie de la pêche. Mais surtout, en Allemagne le nombre d'emplois dans l'éolien (40 000) a dépassé depuis environ un an le nombre total d'employés du secteur nucléaire (38 000). Certes, l'éolien ne produit encore que 4% environ de l'électricité du pays contre 26% pour le nucléaire, mais le bilan en emplois n'en est que plus spectaculaire. Les syndicats d'Outre-Rhin se sont pris de passion pour les énergies renouvelables, qui ont un bilan si favorable en terme d'emplois.

Le présent rapport veut illustrer deux choix possibles pour l'électricien national. D'un côté, un conservatisme peu créateur d'emplois et qui fait courir des risques financiers et commerciaux importants à l'électricien national. De l'autre, une stratégie ambitieuse dans laquelle on diversifie réellement les sources d'énergie. Une comparaison rigoureuse des coûts et des conséquences pour l'emploi pourra alimenter le débat et montrer l'enjeu pour le pays en terme social.

¹ Extrait du Livre Blanc sur l'énergie présenté par Mme Fontaine le 7 novembre 2003 : www.industrie.gouv.fr

² « Eole ou Pluton ? », rapport rédigé par Olivier Finet et Alain Dorange (1999)

³ Selon l'ADEME : <http://suivi-eolien.com>, au 19 mai 2003.

⁴ EWEA, « European Wind Industry : Another Record Year », juin 2003 : www.ewea.org

⁵ Dans son numéro de janvier 2003, Wind Power Monthly recense 29 140 MW installés dans le monde.

⁶ Bundesverband WindEnergie, « German Wind Power Still Flying High », February 22, 2003, BWE, Osnabrück : www.wind-energie.de.

On peut cependant mettre en garde le lecteur vis-à-vis du présent rapport sur deux points :

- Tout d'abord, le but du rapport n'est pas de mettre au point une stratégie globale de l'énergie. Le but n'est donc pas de proposer le « tout éolien » en substitution du « tout nucléaire » mais bien de fixer les ordres de grandeur quant sommes mises en jeux dans un programme tel que celui de l'EPR, et de montrer ce qu'il serait possible de faire, avec les mêmes moyens, en développant une filière propre sans déchets ni effet de serre.
- Ensuite, pour donner plus de poids aux arguments du rapport, le choix a été fait par DETENTE, de privilégier autant que possible les sources officielles ou gouvernementales, comme le Commissariat Général au Plan ou l'EDF, pour les discussions sur les coûts et les performances du nucléaire et de l'éolien. Cela n'empêche pas le texte de soupeser chaque donnée, et de faire référence aux doutes sur la crédibilité de certains chiffres, mais le plus souvent le choix fait est conservateur en faveur du nucléaire. Cette remarque vaut en particulier pour les lecteurs du reste de l'Europe, habitués à plus de distance vis-à-vis de l'Etat ou des industriels du nucléaire, et pour qui les discussions entre français sur le coût du nucléaire et sur la rentabilité possible de cette énergie sont peu pertinentes. Ce choix peut donc surprendre, mais il s'agit d'une condition de départ pour débattre en France sur des prémices acceptables.

Le projet EPR

Historique

Pour remplacer les centrales de première génération, harmoniser et standardiser leur production, Framatome et Siemens créent en 1989 leur filiale NPI (Nuclear Power International). NPI, EDF et les producteurs allemands projettent alors de construire des réacteurs à eau pressurisée de 1450 MW avec une sécurité renforcée, une meilleure compétitivité et la possibilité d'être facilement exportable.

NPI prend en charge le projet EPR en 1992. En février 1995, EDF et 9 producteurs allemands approuvent le lancement de l'avant projet détaillé « basic design ». Ce dossier préliminaire d'analyse de sûreté est soumis aux autorités françaises et allemandes en 1998.

EDF espérait une décision pour la construction du prototype (REP 2000) en 2000, le début des travaux dès 2002 et une mise en service vers 2008.

En 1999, signature d'un accord de principe entre Framatome et Siemens (KWU) pour fusionner leurs activités dans le domaine nucléaire, 66% du capital pour Framatome et une minorité (34%) de blocage pour Siemens. Ce groupe avec 13 100 salariés et 93 des 442 réacteurs construits dans le monde sera alors au premier rang devant le britannique BNFL-Westinghouse et l'américain General Electric.

En France, sous l'effet conjugué de difficultés politiques (opposition forte des Verts) économiques (pas de besoin d'une production supplémentaire d'ici 2010 ou au-delà) et financière, la décision de lancement d'une tête de série prévue en 2000 est considérée par EDF et Framatome comme non nécessaire avant 2003.

Entre temps, Framatome est intégré dans un ensemble comprenant COGEMA et le groupe CEA-Industrie, sous la présidence de Anne Lauvergeon, ancienne sherpa du président Mitterrand à l'Élysée. Alcatel n'est plus actionnaire de Framatome. Par contre, le pétrolier Total-Fina-Elf reste présent de façon significative dans le nouvel ensemble nucléaire public. Un tel mecano industriel est assez courant dans le nucléaire. Ainsi, Dominique Gallois dans *Le Monde* indique que Framatome a vu « *En près de trente ans, son capital (...) réaménagé treize fois...* "D'autre part, continue-t-il, *"ce mouvement n'est pas isolé. Il intervient alors que l'industrie nucléaire mondiale se concentre face à la perspective d'une baisse des commandes un peu partout dans le monde"*.⁷

Dès l'arrivée du nouveau gouvernement au printemps 2002, la construction de l'EPR est remise sur le devant de la scène, avec notamment une allusion au nucléaire dans le discours de politique générale du Premier Ministre J.P. Raffarin. A l'automne 2003, la Ministre Déléguée Nicole Fontaine exprime, en plein procès de concertation sur un projet de loi sur l'énergie, son souhait que EDF commande rapidement un réacteur EPR.

Caractéristiques du réacteur EPR

Sur le site de Framatome ANP⁸, le réacteur EPR est présenté comme un « concept innovant » dans un chapitre séparé des autres réacteurs à eau pressurisée construits par le passé par Framatome. Ce caractère de prototype industriel innovant est présenté en parallèle avec des caractéristiques plus rassurantes de continuité avec les centrales existantes, qui en font un réacteur « évolutionnaire ».

Les descriptions du réacteur que l'on trouve dans les documents publiés à ce jour restent encore sommaires. Ainsi, la puissance électrique évolue selon les sources de 1500 à 1800 MW. De même, les exigences de sûreté pourraient varier selon qu'il s'agit d'une tutelle française, finlandaise ou

⁷ *Le Monde* du 30 juillet 1999.

⁸ <http://www.de.framatome-anp.com/anp/e/foa/anp/foa/newreac1.htm>. Dans cette version récente, le réacteur a une puissance de 1550 MWe. Le site propose une visite guidée du projet sous forme de vidéo.

allemande. On peut cependant relever trois caractéristiques du prototype proposé par Framatome : comme ses prédécesseurs l'EPR reste un réacteur basé sur une sûreté de type actif; il prolonge les choix de filière français du combustible MOx ; il s'affiche comme nettement plus productif et bon marché que les réacteurs en service actuellement.

La sûreté

Le réacteur s'affiche comme un réacteur dix fois plus sûr que ne le sont les réacteurs actuels. Il s'agit d'une amélioration quantitative liée à des systèmes supplémentaires, en particulier pour l'alimentation du cœur en cas de problèmes dans les circuits primaires (redondances, pompes supplémentaires...).

Les enceintes externes doivent pouvoir résister à la chute d'un avion militaire et l'enceinte interne doit pouvoir résister à une éventuelle explosion d'hydrogène.

Un socle unique pour l'îlot nucléaire doit lui permettre de résister aux tremblements de terre.

D'un point de vue qualitatif, il s'agit d'un réacteur à sûreté active, ce qui signifie que ce sont les systèmes du réacteur qui sont mis à contribution en cas d'incident, le réacteur ne pouvant s'arrêter sans leur action. Les tenants d'un réacteur à sécurité passive reprochent à ce concept de lier la sécurité avec le bon fonctionnement des opérateurs et des équipements.

Sur la sûreté également, le constructeur de plus de cinquante réacteurs en France ne peut bien sûr dénigrer son produit précédent. Alors, on explique que les réacteurs actuels sont déjà les plus sûrs au monde, mais que le nouveau concept est « encore meilleur ». De plus, on prévoit qu'en cas « hautement improbable » d'une fusion du cœur, celui-ci serait recueilli dans le sol de la centrale, limitant toute contamination extérieure.⁹

Il faut enfin noter que la conception de ce réacteur commence à dater (voir l'historique), notamment au niveau du choix des critères de sûreté, fixés il y a déjà dix ans. Si bien que l'autorité de sûreté française a déclaré que si l'EPR n'était pas construit prochainement, il faudrait revoir les objectifs de sûreté.¹⁰

Le choix de filière

Il s'agit du principal non-dit du débat actuel sur l'EPR, qui tend à se focaliser sur la compétitivité. Avec l'EPR, c'est la filière d'utilisation de combustibles mixtes uranium-plutonium (MOx) qui se voit pérennisée. Il s'agit d'un choix très lourd, puisque la France est l'un des derniers pays à choisir cette voie, le concurrent britannique ayant décidé en 2003 d'y renoncer à l'avenir, tandis que la filière japonaise est en crise profonde. Ceci n'est pas l'objet du présent rapport, mais il reste à vérifier si ce choix n'est pas contradictoire avec l'objectif de rentabilité affichée. Si l'on en croit le rapport Charpin-Dessus-Pellat, le retraitement de l'uranium n'apporte rien de probant ni pour l'environnement, ni pour l'économie globale des projets.

Les caractéristiques de coût et de productivité

Dernier point sur le réacteur, les gains de coûts et de productivité. Ceux-ci sont largement analysés dans le présent rapport à partir des documents les plus sérieux publiés à ce jour. On peut relever plusieurs caractéristiques nouvelles sur le fonctionnement.

Techniquement il s'agit d'une forme évoluée des réacteurs à eau pressurisée (type N4 pour Framatome) mis en service à Chooz et Civaux durant les années 90.

⁹ Extrait du site de Framatome ANP : « Both of these reactor types are fully competitive with modern fossil-fired power plants and will further enhance the safety standard of nuclear power plants designed by us, which is already the highest in the world. Not only will they contribute to further perfecting measures for accident prevention, but they will also be designed to control the most severe, although highly improbable, accidents - right up to and including core melt. As a result, the consequences of such a hypothetical accident will remain confined to the nuclear plant itself. »

¹⁰ « La durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types de réacteurs », MM. C. Bataille et C. Birreaux, Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Technologiques, mai 2003.

Le cœur du réacteur serait plus grand avec 241 assemblages 17x17 (205 pour le N4), des rechargements espacés de 18 à 24 mois, des arrêts annuels pour inspection, maintenance et recharge de 25 jours par an au plus. Le cœur serait conçu pour une utilisation de 50 à 100% de combustible MOX avec un taux d'irradiation élevé pour augmenter la disponibilité du réacteur et réduire les coûts de fonctionnement. Une forte automatisation éviterait également que cette augmentation de l'activité radiologique n'amène du danger pour les opérateurs. Enfin, la durée de vie de la cuve serait de 60 ans. Toutes ces caractéristiques de durée et de fonctionnement –ainsi que les ajouts de sûreté- se feraient de façon concomitante à une diminution du prix d'investissement par rapport aux réacteurs de la série française N4. Ce point est discuté plus avant dans le rapport.

Méthodologie de l'étude

L'étude consiste à comparer pour la construction d'un réacteur EPR, ce que EDF pourrait, à dépenses égales, réaliser comme programme éolien. L'étude compare alors la production et les emplois créés des deux filières. L'étude est centrée sur un scénario central, qui est décliné en trois variantes pour évaluer la sensibilité de différents critères.

La comparaison permet d'imaginer un futur où l'électricien national choisit un nouvel équilibre de ses moyens de production, sans abandon de son caractère public. Ceci correspond bien à l'opinion des clients d'EDF lorsque l'entreprise nationale les a interrogés en janvier 2002. A ce questionnaire massif, la réponse la plus unanime avait en effet été (à 85%) que la priorité pour l'avenir de l'entreprise devrait être « la mise au point de nouvelles techniques d'énergies renouvelables (hydraulique, éolienne, solaire, biomasse) »¹¹.

Il s'agit d'une comparaison de deux programmes d'investissement que pourrait adopter l'électricien national français, et pas d'une stratégie alternative de la France. Le nombre des éoliennes –dont on vérifie qu'il représente des productions réalistes– n'est déterminé que par leur budget, choisi pour définir un programme rigoureusement équivalent au(x) réacteur(s).

Pour ce travail, est mis sur un pied d'égalité l'investissement dans les deux formes d'énergie : dans les deux cas on a considéré que c'est EDF qui investit et qui gère les centrales électriques. Cette égalité dans les conditions économiques, par exemple pour les taux d'intérêts bancaires et l'accès à l'investissement, est nécessaire pour que la comparaison soit équitable.

Une estimation prudente des coûts

Pour lancer cette comparaison économique, DETENTE a compilé les sources les plus officielles sur l'économie du nucléaire et de l'éolien. Les polémiques sont très vives en France sur le sujet nucléaire et également présentes sur l'éolien, nous estimons nécessaire de rentrer dans le détail des méthodes et sources utilisées. A la base, cette analyse s'appuie sur des documents incontestables dans le présent débat, par exemple les « coûts de référence » diffusés par le Ministère de l'Industrie en 1997¹² ou les données contenues dans le rapport commandé par le Premier Ministre Jospin en l'an 2000 à MM. Charpin, Dessus, Pellat¹³. Cette transparence des sources et l'usage fait le plus souvent possible de sources communes avec les exercices publics français sont essentiels dans le présent exercice¹⁴.

Pour représenter les coûts de l'éolien, on a choisi d'utiliser l'investissement dans des parcs éoliens réels de divers pays. De même, l'emploi dans les centrales nucléaires et pour leur maintenance est connu et estimé par exemple par la Société Française d'Energie Nucléaire (SFEN). Enfin, le rythme de mise en chantier et de mise en route est celui utilisé de façon normalisée en France pour calculer les

¹¹ Les études d'opinion les plus récentes sur la France sont compilées en annexe.

¹² « Les coûts de référence de la production électrique », Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières (DGEMP) 1997.

¹³ « Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire », Jean-Michel Charpin, Benjamin Dessus, René Pellat, la documentation française 2000, rapport au Premier Ministre, collection des rapports officiels. Outre son caractère de commande publique, ce rapport est caractérisé par le grand détail des données et des sources utilisées, et surtout il est cosigné d'une personnalité de l'Etat (le Commissaire Général au Plan de l'époque), un scientifique critique du nucléaire (le directeur du laboratoire CNRS-Ecodev), et le Haut-Commissaire à l'Energie Atomique supervisant le CEA.

¹⁴ D'autres exercices similaires réalisés à l'étranger peuvent illustrer la discussion franco-française, mais ne peuvent y contribuer tant les sources sur le nucléaire utilisées ailleurs qu'en France sont différentes. Par ex. « *L'énergie éolienne comparée au plutonium : un examen du potentiel de l'énergie éolienne et une comparaison entre l'énergie éolienne offshore et l'utilisation du plutonium au Japon* », étude réalisée par Marc Fioravanti et The Institute for Energy and Environmental Research en janvier 1999 – disponible en versions anglaise et française à l'adresse www.ieer.org/reports/wind/index.html

intérêts pendant la construction et publié par l'agence nucléaire de l'OCDE et l'Agence Internationale de l'Energie (AIE)¹⁵.

Lorsqu'une donnée n'est pas encore connue, par exemple les frais de maintenance des éoliennes maritimes à l'horizon de quinze ans, ce sont les estimations les plus pessimistes pour l'éolien qui ont été retenues. C'est ainsi par exemple que les turbines éoliennes sont remplacées tous les quinze ans dans le calcul. Pour preuve du caractère conservateur des hypothèses, le très respecté David Milborrow estime que d'ici 2012 les coûts par capacité installée auront diminué de 40%, combiné à une augmentation de production électrique par capacité installée de 20%¹⁶, or ceci n'est pas pris en compte dans cette étude.

Ainsi, pour résumer, les choix des hypothèses pour développer le scénario de cette étude et ces variantes, sont très conservateurs, sous-estimant globalement les coûts du nucléaire et surestimant ceux de l'éolien. Ces hypothèses sur l'économie et la productivité des sources d'énergie de la comparaison sont détaillées dans la partie 2 du rapport.

Un scénario central : DETENTE « Eole ou Pluton ? », et des Variantes

Dans le scénario central, appelée DETENTE « Eole ou Pluton ? », EDF construit soit le réacteur démonstrateur EPR actuellement proposé, soit un programme d'éoliennes à partir du même budget et sur les mêmes bases économiques. On compare ensuite les conséquences économiques et sociales des deux programmes. Ce scénario central représente les données les plus équilibrées de coût et de productivité des équipements.

Deux variantes de coûts

Deux premières variantes d'hypothèses servent à comprendre la sensibilité des paramètres de coût. Elles se basent sur ce même scénario de construction d'un réacteur EPR. Mais ces deux jeux d'hypothèses, notées « Variante EoP-H » et « Variante EoP-B » (pour Eole ou Pluton – Haut et Bas) combinent respectivement les données favorables au nucléaire et défavorable à l'éolien pour la première, et à l'inverse les données défavorables au nucléaire et favorables à l'éolien pour la seconde.

Le jeu d'hypothèses favorables au nucléaire, dans la « Variante EoP-H », consiste à prendre au mot le constructeur Areva-Framatome dans ses promesses sur l'EPR. En particulier, le réacteur est prévu pour durer 60 ans tout en fonctionnant de façon permanente, soit une disponibilité record de 90%, avec moins d'arrêts pour rechargement en combustible, et ces arrêts eux-mêmes moins longs que pour les réacteurs actuellement en service.

Dans cette variante, le vent souffle moins vite en moyenne sur les éoliennes, tandis que les baisses de coût annoncées ont lieu plus lentement que prévu. A l'opposé, dans la « variante EoP-B », il ne s'agit pas de considérer le cas le pire –c'est-à-dire l'accident majeur- mais bien des hypothèses plus proches du réel. Dans ce jeu d'hypothèses, l'investissement dans le réacteur atteint la valeur du haut de la fourchette actuellement discutée, soit 3,5 Milliards d'Euros. On sait que de tels devis sont souvent pulvérisés par la réalité. Par ailleurs, dans cette hypothèse le réacteur fonctionne au même niveau de productivité que celui observé dans la réalité depuis cinq ans dans les centrales nucléaires françaises.

Il faut attirer l'attention du lecteur sur le fait qu'à chaque variante, le « budget » investi dans l'éolien est le même que celui du jeu d'hypothèses correspondantes pour le nucléaire. Ce qui implique que quand le nucléaire est considéré comme plutôt « performant » et donc moins cher, le « budget » éolien est réduit d'autant. A l'inverse, quand le nucléaire est considéré comme cher, le « budget » éolien est important.

¹⁵ "PROJECTED COSTS OF GENERATING ELECTRICITY - Update 1998" OECD, Paris 1998

¹⁶ David Milborrow, "Windpower Monthly", avril 2003 p. 51

Une variante de programme

Dans la troisième variante, on examine la possibilité d'une construction d'autres réacteurs, qui est souvent présentée comme pouvant abaisser les coûts de l'énergie nucléaire.

Une telle construction multiple pose plusieurs questions : l'étude de la situation politique et économique de l'électricité montre qu'il est en effet hautement improbable que le prototype EPR envisagé débouche sur une construction en série longue. Ceci est notamment lié à la situation d'EDF, qui serait déjà fortement affectée financièrement par la construction d'un seul réacteur¹⁷.

. Pour construire plusieurs autres réacteurs, il faudrait diminuer la surcapacité actuelle, qui concerne avant tout des centrales fonctionnant en base. Actuellement EDF ne connaît pas la situation de ses ventes à l'horizon de construction. Il y aurait donc pour l'entreprise une double incertitude : celle sur la construction du réacteur (coûts, délais, risques juridiques et politiques) et celle sur les ventes de courant.

L'incertitude sur les coûts est détaillée dans la partie suivante. Mais on peut y ajouter une incertitude dans le contexte juridique européen, puisque ces hypothèses de coûts sont prises en considérant la réglementation française qui pourrait évoluer dans le contexte communautaire. On verra également que le temps de construction peut faire exploser le devis initial (qui prévoit 5 années de construction) alors que les règles de réalisation des grands projets a en France considérablement changé depuis les années 80 et le lancement des derniers réacteurs nucléaires neufs de la série N4.

Dans un tel scénario se pose la question du débouché de l'électricité nucléaire dans une Europe désormais plus libéralisée. En particulier, les consommateurs auront prochainement accès à la composition de l'énergie qu'ils achètent, ainsi que le choix de leur fournisseur. Les expériences réelles de tels marchés libéralisés montrent que les consommateurs particuliers ou les bureaux préfèrent les énergies renouvelables et peuvent aller jusqu'à refuser la production nucléaire. Dans le cas de la France, les sondages et les enquêtes d'opinion sont unanimes à décrire les consommateurs français comme peu différents dans ce domaine que ceux d'autres pays. Une revue des sondages récents est présentée en annexe 2 du rapport.

Malgré toutes ces réserves, il nous est apparu pourtant intéressant d'étudier une telle variante pour analyser l'effet d'échelle. On a donc considéré une variante, appelé « 1 + 4 EPR », dans laquelle un train de quatre réacteurs est construit une fois le prototype complété et ayant fonctionné quelques années. En face, des éoliennes sont construites pour un coût total équivalent, sur terre et en mer, et sont remplacées jusqu'à la fin de la période de fonctionnement des réacteurs, soit jusqu'aux années 2080.

Tableau récapitulatif des variantes :

Variantes	Caractéristiques
DETENTE « Eole ou Pluton ? »	1 EPR, Hypothèses médiantes sur les coûts
Variante EoP-H	1 EPR, Hypothèses favorables au nucléaire et défavorables à l'éolien
Variante EoP-B	1 EPR, Hypothèses défavorables au nucléaire et favorables à l'éolien
Variante 1+4 EPR	1, puis 4 EPR, Hypothèses médiantes sur les coûts

¹⁷ Dans Renaud Czarnes « Réacteur européen à eau sous pression : le gouvernement n'a officiellement toujours pas tranché », Les Echos 10 novembre 2003, l'auteur cite une « source proche du dossier » : « *La décision de faire l'EPR appartient en fait à l'EDF. Le gouvernement n'a pas à lancer l'EPR. Son rôle est juste de déclarer l'option ouverte. Le gouvernement qui autorisera l'EPR est celui qui, en 2006, après les consultations et l'enquête publique, signera un décret autorisant la construction de la centrale* ».

Remarque sur la méthode du calcul actualisé

La comparaison du présent rapport concerne des sources d'énergie très différentes dans leur réalisation et dans leur fonctionnement et dans leur durée de vie. Ainsi, par exemple, l'investissement dans le nucléaire se répartit très différemment de celui dans l'éolien. Certes, ces deux sources d'énergie concentrent les plus grosses dépenses lors de leur construction. Cependant, leur durée de vie n'est pas la même (ne pas en tenir compte avantagerait l'éolien), tandis que le nucléaire subit des coûts importants en fin de vie (le démantèlement ou la « déconstruction » doivent être intégrés dans le coût d'investissement). Ensuite, et même si les délais sont tenus, il est nettement plus long de construire un réacteur (souvent au-delà de huit ans), ce qui impose aux constructeurs des emprunts supplémentaires (les « intérêts intercalaires ») dûment comptabilisés dans les estimations officielles. De même, ce qui compte, c'est l'énergie produite durant l'année et non la puissance affichée par la machine : un réacteur toujours en panne ou une éolienne dans un emplacement peu venté sont des investissements sans valeur.

On ne peut donc prendre comme base seulement la facture de départ, ce qui fausserait la comparaison. Il a donc été utilisé une méthode courante chez les économistes : l'actualisation. Cette notion consiste à considérer les sommes d'argent en perspective : plus on s'éloigne dans le temps, moins on accorde de l'importance aux sommes en jeu. Une dépense réalisée dans cinquante ans a donc très peu de poids dans la comparaison, tandis qu'une dépense de l'année est considérée... à sa pleine valeur de l'année. D'une année à l'autre on réduit les dépenses à venir d'un pourcentage appelé taux d'actualisation, dans le cas présent 8%, c'est-à-dire le taux utilisé officiellement en France pour la planification¹⁸. Une analyse de sensibilité complète ce calcul en fin d'étude.

Autres questions sur la comparaison

Enfin, d'autres données sont plus spéculatives mais font l'objet d'une discussion dans le texte. En particulier, quel est l'impact des investissements sur l'exportation des industriels ? Quel est l'impact commercial ou financier sur la situation d'EDF ? Par ailleurs, si une ou plusieurs centrales sont construites, y aura-t-il création de nouveaux emplois pour le pilotage et la maintenance, ou ne s'agira-t-il que d'un report depuis d'autres installations ? Dans tous ces cas, même si ces points prêtent à discussion, on a choisi de ne pas différencier entre nucléaire et éolien, de façon à rendre la comparaison la plus proche possible.

Résumé de la méthode employée

Pour chaque variante d'hypothèse considérée, on a considéré qu'au lieu du ou des réacteurs nucléaires, EDF construit un programme d'éoliennes. Ces machines sont implantées de façon réaliste dans le temps, à terre et en mer. Dans un cas elles reviennent moins cher en maintenance et coûtent nettement moins cher à l'investissement ; dans le second cas, les turbines éoliennes coûtent plus cher en maintenance mais produisent plus grâce au vent plus régulier en mer. De plus, on a considéré les possibles saturations des potentiels à terre et limité cette partie de la production éolienne à une fraction de ce que, par exemple, l'Allemagne Fédérale a d'ores et déjà installé sur son sol.

Ces programmes sont calculés en coût global sur la période de fonctionnement, en incluant fonctionnement et investissement. Ce coût est totalisé par la méthode d'actualisation avec le taux de

¹⁸ Une critique est souvent portée sur le taux d'actualisation dans le cas d'investissements de très long terme comme le nucléaire, car cette technique aboutit à écraser fortement les dépenses de l'aval du cycle (démantèlement, gestion des déchets nucléaires). Pour un taux de 8%, les dépenses de l'avenir lointain sont en effet quasi-négligées.

base couramment utilisé en France, soit 8% par an¹⁹. A chaque fois, le nombre des turbines éoliennes est ajusté de façon à ce que son coût total s'égalise avec celle du nucléaire dans l'hypothèse prise²⁰. Le programme de construction est décrit au début de la partie 3 du rapport.

¹⁹ Dans le présent exercice, l'utilisation de sommes actualisées est plus équitable pour la comparaison de sommes décaissées durant des périodes hétérogènes. De plus, le changement de taux change peu les résultats car les dépenses sont surtout concentrées en début de période. On verra qu'en tout état de cause, un abaissement du taux d'actualisation réalisé à titre de sensibilité (partie 3) favorise plutôt l'éolien.

²⁰ Cet ajustement est réalisé avec une précision de un pour mille

Le coût de l'EPR et de son fonctionnement.

Généralités sur les coûts

Sources de données sur les coûts

Le rapport de la DIGEC datant de 1997 donne le coût officiel de l'énergie nucléaire en France²¹. Ce sont les données de cette étude qui ont servi à faire le premier rapport « *Eole ou Pluton ?* » en 1999. Afin d'actualiser au plus juste ce coût DIGEC, nous nous appuyons, par ailleurs, sur le rapport Charpin-Dessus-Pellat²² (noté par la suite « rapport CDP ») publié en juillet 2000, et son rapport annexe *Mission d'évaluation économique de la filière nucléaire – Le parc nucléaire actuel*, réalisé par Philippe Girard, Yves Marignac et Jean Tassart²³ (noté par la suite « rapport GMT »). Ce rapport a pour avantage d'être utilisé largement dans les évaluations officielles, et d'avoir été rédigé et adopté par des personnalités d'opinion divergente sur la filière nucléaire, telle que Benjamin Dessus (CNRS-Ecodev) et Roger Pellat²⁴ (alors patron du CEA), sous l'égide du Commissaire Général au Plan (CGP). On reprendra aussi les données compilées dans le rapport de l'INESTENE « Exportations de courant électrique : qui perd, qui gagne ? », réalisé en 2002 pour Greenpeace⁵ qui reprend les données précédentes.

Pour calculer le coût complet du réacteur et de son fonctionnement, on prend en compte les dépenses initiales d'investissement, les dépenses récurrentes de maintenance et de fonctionnement, et les dépenses de la fin du cycle comme le démantèlement ou la jouvence. S'ajoutent à ces trois postes des coûts de la filière extérieurs à EDF, comme la recherche ou les coûts externes, qui sont de plus en plus comptabilisés dans les exercices de comptabilité publique.

Ces données se répartissent selon trois sortes de grandeurs : celles assises sur l'investissement initial, celles liées à un coût récurrent de fonctionnement, et celles liées directement à la production. Leurs grandeurs unitaires sont respectivement l'Euro par kilowatt-électrique (€kWe), l'Euro par kilowatt-électrique et par an (€kWe/an), et enfin l'Euro par mégawatt-heure de production (€MWh).

Toutes les données utilisées dans le rapport se rattachent à l'une ou à l'autre de ces unités. Ainsi, par exemple, les dépenses de jouvence qui permettent d'espérer augmenter la durée de vie des cuves de réacteurs, sont introduites dans le calcul en fonction des montants en jeu et de leur horizon dans le temps. Le calcul actualisé permet alors d'introduire ce facteur en fonction de l'investissement initial (en €kWe). De même les coûts de la recherche publique sont estimés par les pouvoirs publics dans leurs documents de référence sous forme d'une somme affectée à chaque unité d'électricité produite (en €MWh).

Quelques facteurs sensibles

Les règles de fonctionnement du réacteur dépendent des pouvoirs publics français et donc des gouvernants et du public en France, aujourd'hui et dans l'avenir. Mais cet environnement législatif est de plus en plus influencé par les règlements européens, par exemple sur la sûreté des réacteurs. En outre, le régime international de la prolifération nucléaire (notamment Traité sur la Non-Prolifération (TNP) créant l'Agence Internationale de l'Energie Atomique) évolue également. Ainsi, même sans

²¹ DIGEC, 1997. *Les coûts de références de la production électrique*, Secrétariat d'Etat à l'Industrie, Paris.

²² Charpin J.-M., Dessus B., Pellat R., 2000. *Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire*, Rapport au Premier Ministre, La Documentation Française, Paris : http://www.ladocfrancaise.gouv.fr/fic_pdf/charpinnuclaire.pdf .

²³ <http://www.plan.gouv.fr/organisation/seeat/nucleaire/annexe1.html> .

²⁴ Décédé en 2003

prendre l'hypothèse d'une sortie du nucléaire programmée par le Parlement à l'exemple de nos voisins allemands et belges, on peut tabler sur une grande incertitude de l'environnement législatif.

Le nucléaire sous forme d'un réacteur à eau pressurisée est par contre peu sensible à des coûts de marché international tels que le prix du pétrole ou le prix du dollar. Le facteur de coût lié au contexte international le plus sensible pour un réacteur est le taux d'intérêt réel, qui induit le coût des intérêts durant la construction du réacteur.

Ce qui est important, par contre, c'est sa grande sensibilité à des choix techniques internes à l'industrie : durée de vie programmée, choix des rechargements, taille unitaire du réacteur.

Ces derniers paramètres sont cependant loin d'être maîtrisés par décret et sont sources d'au moins autant de polémiques, par exemple, que les scénarios de prix du pétrole ou du gaz. Par exemple, le coût de l'investissement nucléaire est largement fonction du nombre d'exemplaires à construire d'un modèle de réacteur.

Enfin, un choix très politique est l'utilisation systématique de combustible à l'uranium et au plutonium (le « MOx »), tel que proposée par les constructeurs dans leurs documents. Ce choix suivi par la France à l'exclusion des autres pays développés est source de surcoûts pour le combustible, mais aussi de polémiques vis à vis des régimes d'exportation et de prolifération nucléaire.

Quel taux d'exportation ?

Une donnée fondamentale pour calculer les emplois induits est le taux d'exportation des industries concernées, qu'il s'agisse du nucléaire ou de l'éolien.

Le calcul qui va suivre dans le rapport considère que l'industrie française n'exporte pas d'éolien. Une vision conservatrice des estimations est en effet de considérer qu'une relance forte de l'éolien en France conduira au développement d'une industrie locale mais aussi à des importations.

En scénario plus favorable mais réaliste, ce taux est nettement plus élevé. Ainsi, les constructeurs allemands d'éolienne ont désormais des scores tout à fait honorables à l'exportation alors qu'ils restent portés par un marché domestique important.

Par contre, l'exportation de plus d'un ou deux réacteurs par l'industrie nucléaire française est une vue de l'esprit. Le seul réacteur en cours de discussion sur un marché ouvert international est situé en Finlande, et demandera des sacrifices importants sur les prix au constructeur lauréat. Il ne s'agit pas en tout état de cause de nombres susceptibles de changer les données de coûts, comme nous le verrons plus loin. Même la Chine, souvent citée comme un marché de l'avenir par Framatome, ne représenterait au mieux qu'un nombre limité de réacteurs. C'est ainsi qu'un haut responsable d'EDF, M. Lionel Taccoen, exprime publiquement son scepticisme vis-à-vis des exportations de façon particulièrement explicite²⁵. Il tente ainsi de justifier une relance urgente du nucléaire selon ses termes :

« Il suffit de quelques années pour que le potentiel industriel français s'affaiblisse dangereusement. Il serait dangereux de croire que l'exportation puisse maintenir notre industrie nucléaire en vie. Les récentes prises de position du Président Bush sur l'énergie nucléaire ne doivent pas faire illusion. [...] Quant au marché chinois, longtemps eldorado de l'industrie nucléaire française, il sera bientôt le champ d'action... de l'industrie nucléaire chinoise qui n'aura plus grand-chose à apprendre de nous. »

Ainsi, à l'échelle des grands programmes considérés dans le présent rapport, cela conduit à considérer le taux d'exportation à zéro ou presque, un taux qui est considéré pour le nucléaire comme pour l'éolien.

Selon ses promoteurs, les coûts prospectifs de l'EPR annoncés du kWh sont inférieurs de 10 % environ à celui des REP de type N4 existants. FRAMATOME²⁶ avance un coût du kWh de 0,027 € dans l'hypothèse d'une commande d'au moins 10 tranches. Ce calcul intègre également l'hypothèse de frais d'exploitation beaucoup plus faible que pour le réacteur précédent du même constructeur. Pour

²⁵ Extrait de l'ouvrage « Le pari nucléaire français, Histoire politique des décisions cruciales » de Lionel Taccoen aux Editions L'Harmattan, 2003 p. 101

²⁶ FRAMATOME ANP, 2000. « EPR, the reactor of the 21st Century », Document diffuse par Framatome, Octobre 2000, Paris.

comprendre et critiquer ce chiffre, il faut revenir sur la formation des coûts en détaillant chacun des postes cités dans les sources officielles et leur critique. C'est ce qui est fait dans le chapitre qui va suivre.

L'exercice DGEMP 2003 et ses insuffisances

Il faut ici noter que les exercices d'évaluation des coûts du nucléaire ne sont pas homogènes dans le temps. La description historique de ces travaux successifs, réalisée notamment dans les annexes du rapport CDP²⁷ est éclairante à la fois sur l'évolution des estimations –par exemple les écarts considérables sur la demande d'énergie- mais aussi sur la méthode plus ou moins ouverte. Il n'y a donc pas une méthode uniforme de calcul des coûts par les Pouvoirs Publics, mais simplement une évolution des représentants de l'Etat en France pour faire face aux critiques en ouvrant le travail à plus de diversité ou à plus de transparence.

Cependant ce processus n'est pas à sens unique, comme en témoigne une tentative d'évaluation écrite à l'été 2003 par des représentants de la DIDEME²⁸. Si l'on se compare aux discussions des exercices précédents –pourtant jugés à l'époque insuffisants- la régression est nette à la fois quant au pluralisme d'expertise et quant à la transparence.

La discussion la plus symbolique de cet échec des Pouvoirs Publics à rendre consensuel ses analyses de coûts est celle concernant le prix d'investissement initial de l'EPR. Les représentants d'AREVA ont défendu un prix d'investissement en baisse très forte, y compris par rapport aux présentations initiales du réacteur EPR. C'est ainsi qu'un représentant de l'industrie présent dans les discussions a parlé pour cette valeur de 1045 €/kWe du « *point de faiblesse du rapport* », qui « *détruit toute crédibilité à l'exercice* ». De même, le représentant du CEA²⁹ a relayé des critiques fortes sur ces estimations.

C'est ainsi que la proposition d'AREVA en Finlande serait plutôt de l'ordre de 1500 €/kWe, alors que ce réacteur a fait l'objet d'une concurrence forte entre les derniers constructeurs restant sur le marché mondial. De même, en Chine les centrales françaises ont fortement dépassé ces ordres de grandeur.³⁰

De ces remarques, et parce que les experts indépendants ayant participé à cet exercice lui dénie toute crédibilité, cette estimation n'a pas été utilisée dans le présent rapport³¹.

Des approches distinctes pour les coûts nucléaires

Deux méthodes distinctes ont été récemment employées dans les travaux d'estimations de coûts du nucléaire : Une méthode marginaliste, et une méthode plus globale. La première, utilisée par la DIGEC, considère les coûts des équipements « toutes choses égales par ailleurs », et compare des technologies. La seconde, qui considère l'ensemble des filières ou des parcs d'équipements et est utilisée dans le rapport Charpin-Dessus-Pellat (CPD). Ce point fait l'objet de l'annexe N°1.

En première méthode, on peut considérer que les usines de combustible nucléaire existent, produisent à plein et que le réacteur que l'on cherche à évaluer ne va coûter que le supplément de fonctionnement. A l'inverse, une méthode globale regardera si l'usine produisant le combustible a encore des clients étrangers, ou encore s'il faut la démanteler et à quelle échéance. Les deux méthodes

²⁷ « Historique des exercices PEON et DIGEC (1964-1997) » Fiche N°9 p.371, rapport « Le parc nucléaire actuel » par MM. P. Girard, Y. Marignac, J. Tassard, mars 2000

²⁸ La DIDEME (Direction de la Demande et des Marchés Energétiques) remplace dans ce rôle la DIGEC (Direction du Gaz, de l'Electricité, du Charbon). Ces services font partie de la DGEMP (Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières), constitutif du Secrétariat à l'Industrie, dans le grand ensemble du MINEFI (Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie).

²⁹ Commissariat à l'Energie Atomique. Le CEA est peu impliqué dans le projet EPR, et défend plutôt un « réacteur de 4^{ème} génération » à un horizon plus éloigné.

³⁰ Il est intéressant de noter que le responsable de la DGEMP a réfuté ces critiques en estimant que les contextes étaient différents (adaptation aux exigences de sûreté finlandaises notamment). D'autre part, des « considérations commerciales » font qu'il « n'est pas interdit au constructeur français de réaliser un bénéfice confortable quand il vend ses réacteurs en Chine, même si on ne souhaite pas trop que les Chinois le sachent ».

³¹ En tout état de cause, les textes qui ont circulé ne sont encore (novembre 2003) que des ébauches.

se différencie donc en particulier lorsque l'on étudie le cycle du combustible ou la filière de démantèlement.

A cette différence de méthode s'ajoute une autre question fondamentale déjà citée, le caractère plus ou moins contradictoire et consensuel des approches. Dans le cas des estimations CPD destinées au Premier Ministre Lionel Jospin en 2000, des équipes d'approche différentes –ces équipes étant en particulier critiques ou favorables au nucléaire- ont pu travailler conjointement et aboutir à des consensus.

Investissement initial nucléaire

Le rapport Charpin-Dessus-Pellat (CDP) prend pour hypothèse que l'EPR a un coût très comparable au réacteur N4 (c'est-à-dire le modèle nucléaire le plus récent construit durant les années 85-95 à Chooz et à Civaux). Ce dernier est étudié en détail dans le document des « Coûts de Référence » du Ministère de l'Industrie de 1997³². Ce document prend également pour base les réacteurs similaires du modèle N4, et signale qu'il estime le surcoût de construction de l'EPR à 10% vis-à-vis du N4, à cause notamment des organes supplémentaires proposés par le constructeur pour l'EPR.

Le rapport CDP considère en outre que le surcoût pour un réacteur isolé est de 30%, de 20% pour les deux réacteurs suivants, de 10% pour le quatrième et enfin le coût unitaire pour le cinquième d'une série regroupée, les suivants d'une même série n'ayant plus de surcoût.³³

Cette hypothèse est très importante, puisque aussi bien le document de la DIGEC que le rapport Charpin-Dessus-Pellat ont considéré que l'estimation du coût du réacteur EPR ne pouvait être très différente (ni à fortiori inférieure) à celle du réacteur N4 calculé en projection.

On peut considérer que, même construit en série, le réacteur EPR possède de nombreux équipements supplémentaires par rapport au N4 ; de plus, l'évolution institutionnelle et juridique en France et en Europe rend plus risquée l'affirmation que le temps de construction sera réduit par rapport aux constructions nucléaires des années 80. La dernière tentative d'EDF de lancer l'aménagement d'un site de centrale nucléaire, au Carnet près de Nantes, n'a pas abouti à cause de l'opposition locale et du contexte d'exigence procédurale croissante.

Pour estimer l'investissement initial des réacteurs, il nous faut examiner plusieurs facteurs qui influencent cette dépense, et tout d'abord les coûts liés aux choix technologiques, que l'on retrouverait quel que soit le rythme ou le nombre des constructions :

- La taille du réacteur influence le coût nominal (ou « coût de série »)
- Les choix techniques sur le réacteur

Ces deux facteurs conduisent au prix de base, qui ne tient pas compte des effets de série ou des délais de construction.

Les facteurs suivants influencent le coût des réacteurs en fonction de choix industriels et politiques :

- Le temps de construction et les intérêts intercalaires
- Les aléas de la construction.
- Le nombre de réacteurs

La taille du réacteur

Ce facteur a une forte influence sur les coûts puisqu'une grande partie de la dépense initiale reste constante quelle que soit la taille du réacteur (salle de commande, auxiliaires, sécurité, études, etc...). La plupart des documents initiaux sur l'EPR parlent d'une puissance nette supérieure aux réacteurs actuels de la série N4 (1450 MWe), et notamment d'une puissance de 1750 MWe dans les documents

³² L'estimation –encore inachevée- de 2003 n'a pas été employée pour le présent rapport (voir paragraphe plus haut « l'exercice DGEMP 2003 et ses insuffisances »).

³³ Charpin J.-M., Dessus B., Pellat R., 2000. *Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire*, Rapport au Premier Ministre, La Documentation Française, Paris (déjà cité, p.160).

de Framatome. Pourtant, ce chiffre a été ramené à 1500 MWe ou 1550 MWe dans les dernières annonces³⁴, probablement pour se rapprocher des demandes des marchés extérieurs. Le réacteur proposé par le français AREVA à la société finlandaise TVO ferait, lui, 1600 MW.

Si l'on considère que 30% du coût initial du réacteur reste identique quelle que soit la puissance choisie, cette baisse de taille vis-à-vis des choix initiaux du réacteur représente une augmentation de la dépense de 3% à 5%. Ceci justifie d'autant plus la prudence initiale de la DIGEC vis-à-vis du constructeur Framatome.

Choix techniques sur le réacteur

Les choix présentés dans les divers documents sur l'EPR ne sont pas toujours bien arrêtés, comme le montre la fourchette des puissances encore présentée. Certains choix de sûreté supplémentaires pourraient encore s'imposer pour des raisons internationales. L'exemple le plus parlant –qui serait actuellement en discussion pour la construction d'un EPR en Finlande- proviendrait de la protection contre les avions et par de nouvelles exigences en cas de fusion du cœur :

L'écrasement d'un avion de ligne n'est pas actuellement demandé par les cahiers des charges : seul le crash d'un avion militaire (plus léger) est prévu. De même, la conception du système de recueil du « corium » -c'est-à-dire le cœur en fusion en cas d'accident majeur- serait remise en cause par les autorités de sûreté finlandaises. Si les Finlandais ont de telles exigences, comment justifier que la France ne les adopte pas.

Si l'on considère que ces exigences des autorités de sûreté nucléaire s'imposeront également en France également, ceci représente une augmentation de coût non négligeable, chiffrée ici à 10% sur le prix de base. Cette augmentation est retenue pour l'hypothèse défavorable à l'EPR.

Prix de base

Le coût nominal d'investissement (hors intérêts intercalaires et démantèlement) utilisé dans le rapport CDP est de 1550 €/kWe en monnaie de 2001. Dans le rapport de la DIGEC 97, ce coût représente 1480 €/kWe (en monnaie de 1995), soit le coût du réacteur N4 estimé auquel s'ajoutent 10% supplémentaires. En tenant compte de l'inflation durant l'intervalle de temps entre ces deux estimations, ces coûts sont quasi-équivalents.

Le chiffre CDP (soit 1550 €/kWe) est donc utilisé en hypothèse centrale. En hypothèse favorable à l'EPR, on considère que ce coût est diminué de 5%, soit 1472 €/kWe, pour une durée nominale de construction de six ans. Pour l'hypothèse défavorable au nucléaire, le coût nominal est augmenté de 10% soit un prix de 1705 €/kWe en considérant à la fois une limitation de la taille du réacteur et une exigence renforcée de sûreté (chute d'avions, protection contre les produits de fusion du cœur).

Le temps de construction et les intérêts intercalaires

Le constructeur Framatome affiche une durée de construction de moins de cinq ans (57 mois), chiffre repris récemment par la DIGEC tout en admettant que pour un pilote, une durée de 67 mois serait retenue. Ces chiffres sont à rapprocher des durées réelles de construction des quatre derniers réacteurs construits en France, à Civaux et à Chooz, prévues également à 69 mois. En réalité la durée de construction a été de 8 ans pour deux d'entre eux (96 mois) et de 10 et 12 ans pour les deux autres (soit 120 et 144 mois).

Ces chiffres sont très importants car ils influencent nettement la part d'intérêts durant la construction, qui représente une partie importante du coût (plus de 20% dans le cas de l'estimation DIGEC de 1997). Lorsque le chantier dure plus longtemps que prévu, les intérêts s'accumulent alors que l'équipement ne fonctionne pas encore, ce qui alourdit le coût.

³⁴ Dans le rapport préliminaire de la DIGEC 2003 le chiffre cité est 1540 MWe à 1630 MWe (4250 MWth à 4500 MWth).

La répartition des investissements est donnée de façon normative par l'OCDE par la séquence suivante :

Année	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	0	1	2
Dépenses (en %)	1	2	5	9	14	18	16	15	12	6	2

Cette séquence permet notamment de passer d'un coût d'investissement brut à un coût intégrant les intérêts intercalaires (dit en jargon « overnight cost »). On se base alors sur le barycentre des coûts, pondérés par l'actualisation correspondante. Que cette séquence s'allonge, et le poids des intérêts augmentera encore.

La durée de construction affichée par les constructeurs (cinq ans) paraît exagérément optimiste. L'expérience des autres pays nucléaires montre la grande difficulté à tenir les délais lorsque les autorités de sûreté ou de régulation ont pris un certain degré d'indépendance, ce qui était peu le cas lors des premiers programmes nucléaires français. De plus, l'évolution des textes juridiques et de la pratique judiciaire laisse planer un fort risque de blocage des chantiers par les tribunaux.³⁵

Un délai de huit ans paraît donc nettement plus réaliste, tandis que les hypothèses plus pessimistes pour l'EPR devraient tenir compte d'un délai de 12 années de construction voire plus.

Ainsi, si un chantier prévu à six années était prolongé de deux ans, le poste « intérêts intercalaires » passerait de 22% du coût de base à 34% de ce coût. Encore ce taux est-il calculé à la médiane des dépenses, c'est-à-dire en considérant que les retards se produisent de façon homogène dans le temps.

Si le blocage intervient une fois la majeure partie des dépenses réalisées, par exemple lorsque le réacteur est achevé à 80%, le poste bondit à 39,4% soit encore 5% de plus pour un même retard total.

Pour le scénario central (soit un seul réacteur prototype) le temps de construction (assorti d'un aléa) est estimé à huit ans soit 527 €/kWe pour une actualisation de 8%³⁶. Pour une variante favorable à l'EPR (six années de construction) le chiffre descend à 380 €/kWe. En hypothèse défavorable (12 années de construction), le chiffre remonte à 728 €/kWe.

Aléa sur le planning

Les coûts de la DIGEC distinguent un aléa sur planning du temps de construction prévu. Dans le cas d'une grande série industrielle, cette notion permet de considérer les retards sur une moyenne.

Dans les textes de référence de la DIGEC 97, et pour un taux d'actualisation de 8%, cet « aléa sur planning » est réduit à 12 €/kWe, et dans les documents préliminaires du même service de l'Etat pour 2003 de 29,5 €/kWe soit 8% des intérêts intercalaires considérés par le même document. Or, si l'on prend en compte un allongement du chantier de deux ans à la médiane, cet aléa monte à 153 €/kWe, et même de 276 €/kWe si le retard se produit à la fin du chantier (à 80% des dépenses).

On voit donc que l'aléa peut représenter un important surcoût d'investissement. Cependant, dans le cas d'un pilote ou d'une série très limitée, la notion d'aléa a peu de sens puisque le retard dans le planning va pratiquement de soi. Ce chiffre n'est donc pas intégré dans la fourchette des coûts, puisqu'on intègre une durée de construction plus longue d'emblée.

³⁵ Une autre remarque concerne la notion souvent invoquée par Framatome de « maintien des compétences », une notion contradictoire avec un temps court de construction. Dans le cas d'un prototype, la volonté de maintenir les compétences conduit aussi bien les bureaux d'études que les équipes de construction électromécanique à prolonger fortement les temps de construction. Ceci a pour effet de regonfler leur cahier de commandes et de se donner une meilleure connaissance du projet. En cas de coopération avec des entreprises d'autres pays, ce facteur joue encore plus contre une construction rapide.

³⁶ Pour une actualisation plus faible (par exemple 5%) ce chiffre est encore nettement augmenté

Les aléas techniques de la construction

Dans l'investissement initial, il faut tenir compte des frais de pré-exploitation, c'est-à-dire de la faible disponibilité du matériel au début du fonctionnement. Ceci correspond aux essais, mais aussi au risque de panne plus élevé durant les années initiales.

D'autres aléas techniques ont alourdi la facture lors des expériences précédentes de construction. C'est ainsi qu'une salle de contrôle entièrement automatisée a été conçue et installée sur un réacteur de type N4 pour être finalement abandonnée avant la mise en service. Les estimations de coût de l'EPR publiée par la DIGEC ne tiennent pas compte de tels aléas sur la conception, alors que les hypothèses abondent de la possibilité d'un accroissement des exigences du public. Le public et les élus français accepterait-il qu'un réacteur construit dans l'hexagone ait moins de garanties vis-à-vis de la sûreté ou de la sécurité qu'un exemplaire construit en Finlande ?

L'exemple qui précède concerne surtout les pilotes ou les têtes de série, qui peuvent encore faire l'objet d'une exigence de conception intervenant durant la construction. D'autres aléas peuvent par contre se produire pour tous les réacteurs, comme l'aléa géologique affectant le sous-sol de la construction, ou encore l'aléa météorologique mettant en cause des éléments du chantier (sécheresse prolongée, pluies diluviennes...).

Il existe donc un risque que les prix dérivent encore plus que les estimations. Cependant, ici encore, on considère que cet aléa est déjà intégré dans le surcoût de la tête de série prévu par le rapport CPD (par exemple + 30% sur la tête de série).

Nombre de réacteurs

Seul gain possible pour une telle fabrication hautement complexe, la construction en série. La DIGEC 97 utilise dans ses références une variante entre une série de quatre réacteurs et une autre de dix, pour figurer cette sensibilité. Or il est douteux qu'une série de réacteurs nouveaux, même étalés sur plus de 20 ans, atteigne ce chiffre de dix exemplaires³⁷ dans un laps de temps rapproché. Il est donc hautement irréaliste de tabler sur une base de coût unitaire d'investissement inférieure.

Pour le présent rapport, le scénario central ne considère de toute façon que la construction d'un réacteur prototype, puisque c'est cette position qui a été répétée largement par les politiques durant les derniers mois.

A titre de variante de scénario, on teste cependant le cas où une série de réacteurs serait lancée après la mise en service du prototype et deux années d'essais. La série considérée est alors de quatre exemplaires comprenant une tête de série et trois autres réacteurs.

Synthèse sur l'investissement

Les paramètres décrits précédemment ont chacun une influence possible sur le coût d'investissement, parfois de façon majeure. Pour un prototype ou une tête de série, la probabilité est donc forte de voir augmenter nettement le prix de base à cause d'une de ces raisons. C'est pourquoi les estimations des rapports utilisés en référence (CDP, DIGEC 97) considèrent qu'une forte augmentation est probable sur les premiers exemplaires construits.

Dans le scénario central de construction d'un seul prototype de l'EPR, on conserve la pondération utilisée dans le rapport CDP soit 30%. Ceci correspond de plus aux estimations avancées récemment par certains des acteurs comme EDF, et conduit à un coût total du projet entre 3 et 3,5 milliards d'Euros³⁸.

³⁷ Le chiffre de six ou sept nouveaux réacteurs au plus est cité par le Point (du 25/7/2003) comme le maximum « ...pour assurer la transition avec la quatrième génération ».

³⁸ Le chiffre recoupe la fourchette citée par le Président d'EDF lors de son audition par l'Assemblée Nationale en septembre 2002, soit « aux alentours de 3 milliards d'Euros » mais « avec beaucoup de variables qui peuvent le moduler ». Selon François Roussely, « le montant des investissements sur l'EPR dépend de la participation des Allemands, de la durée envisagée des équipements, des études initiales, des conditions d'étalement de la dépense, et du nombre d'unité. Il par conséquent difficile d'avancer des chiffres précis. »

Dans la variante d'une construction de cinq réacteurs, le prototype puis le train de quatre réacteurs est affecté également du taux dégressif de leur coût d'investissement selon l'exemplaire considéré.

Variante	Unité	DETENTE	EoP-H	EoP-B
Investissement (base)	€kWe	1550	1472	1705
Années de construction	Années	8 ans	6 ans	12 ans
Intérêts intercalaires	€kWe	527	380	728

Pour le prototype EPR considéré dans le scénario central, l'investissement (hors démantèlement) comprend la dépense de base sur laquelle s'applique la pondération de 30% du rapport CDP sur un prototype, plus les intérêts intercalaires.

Pour la variante comprenant ultérieurement une série de réacteurs, ceux-ci sont pondérés respectivement de 30%, 20% puis 10%, conformément au rapport CDP. Ces dépenses sont réparties dans le temps puis actualisées à 8% (3% dans une variante d'hypothèse testée en fin de rapport).

Les intérêts intercalaires sont, eux, intégrés dans le calcul de l'investissement à l'année de mise en service du réacteur.

Démantèlement et provisions

Coût de démantèlement

Pour compléter le coût d'investissement du nucléaire, il faut y ajouter les frais de démantèlement, ce que l'on appelle désormais pudiquement à EDF la « déconstruction ». Ce processus est décrit minutieusement dans le rapport CDP.

Le démantèlement est l'ensemble des opérations effectuées dans les bâtiments ou zones nucléaires mis à l'arrêt définitif, pour diminuer puis supprimer les risques liés à la radioactivité. La fermeture d'une installation nécessite des dispositions spécifiques, en particulier, sur le plan administratif : *arrêt définitif de production* (ADP) ; *cessation définitive d'exploitation* (CDE) ; période qui suit l'ADP pendant laquelle le combustible nucléaire, les déchets, les effluents sont traités et évacués ; *mise à l'arrêt définitif* (MAD) ; période qui commence avec la parution d'un décret (un certain recouvrement avec la CDE est possible) et qui se termine généralement avec la libération inconditionnelle du site. Plusieurs niveaux de démantèlement sont définis par l'AIEA : niveau 1, fermeture sous surveillance (confinement des matières nucléaires) ; niveau 2, libération partielle (réduction des zones de confinement) ; niveau 3, libération totale.

Selon le rapport CDP, le démantèlement des Réacteurs à Eau Pressurisée (REP) actuels est prévu à hauteur de 15 % du coût d'investissement. Cette valeur –pourtant souvent critiquée par les opposants au nucléaire- y est qualifiée de « prudente », et « ne semble pas devoir être remise en cause »⁷. Dans son deuxième chapitre, le rapport annexe GMT retient, pour un démantèlement *immédiat*, une dépense de 1 955 F/kWe répartie de façon uniforme sur 15 ans ; pour un démantèlement *décalé*, une dépense de 1 700 F/kWe répartie comme suit : *étape 1* : 935 F/kWe sur 6 ans, *étape 2* : 187 F/kWe sur 40 ans, *étape 3* : 578 F/kWe sur 10 ans. A nouveau d'après ce rapport, Electricité de France provisionnerait environ 4 GF par an, soit environ 610 M€ par an, pour le démantèlement futur des centrales⁸. Reste cependant à savoir si ces provisions seront disponibles au moment du démantèlement, comme semblent s'interroger les auteurs du rapport.

⁷ « Démantèlement des installations nucléaires », dans l'annexe du rapport Charpin « *Le parc nucléaire actuel* », Fiche n° 5, p. 267.

⁸ *ibid.* p. 253. Le dernier rapport d'activité d'EDF en date note un montant de provisions pour restauration de sites et coûts de démantèlement qui s'est élevé en 2001 à 9 929 M€ Cf. Groupe EDF, 2002. *Rapport annuel 2001*, Electricité de France, Paris, mai.

En résumé, le démantèlement à hauteur de 15% de l'investissement tel que décrit dans les estimations DIGEC est utilisé dans l'hypothèse la plus favorable à l'EPR. Conformément à la méthode employée par la DIGEC, ce chiffre augmente si le nombre de réacteurs diminue.

Pour tenir compte des aléas importants et de l'écart constaté vis-à-vis des chantiers de démantèlement réels, le chiffre retenu pour la variante EoP-B est ici est de 50% de l'investissement initial³⁹. A la fin de la vie du réacteur, cela représente pour un réacteur de 1500 MW, une dépense de 350 millions d'Euros (1,160 milliard d'Euros dans le cas pessimiste) que nos descendants devront assumer.

Durée de vie et actualisation

Dans le reste de l'exercice, on conserve la durée de vie initialement suggérée par les constructeurs de 60 ans, avec une variante défavorable à l'EPR de 50 années⁴⁰. Cette durée, qui semble physiquement possible, pose cependant deux questions majeures. En premier lieu, l'acceptation sociale d'une telle durée est loin d'être prouvée, surtout si elle implique des travaux de maintenance lourde dans des conditions d'irradiation importante, et si les politiques de sûreté nucléaire deviennent plus intégrées au niveau européen. En second lieu, le choix de l'EPR, critiqué par des partisans de réacteurs plus avancés, représenterait alors un blocage de la filière durant des décennies. Enfin, le choix de la durée de vie ne relève pas que d'une décision des concepteurs, mais surtout d'un choix économique des exploitants lorsque leur réacteur arrive à un âge canonique. Ceux-ci peuvent alors choisir de le remplacer malgré un amortissement incomplet.

Dans le cas du démantèlement, les chiffres du coût à consentir dans cinquante ou dans soixante ans influencent peu le coût global retenu puisque le démantèlement fait l'objet d'une actualisation des coûts sur la base de 8% par an, avec une variante à 3%. Pour une machine dont la durée de vie affichée est de 60 ans, le coût du démantèlement est alors écrasé considérablement, jusqu'à ne plus représenter qu'un pourcentage infime du coût de construction.

Ceci est illustré par le tableau suivant, qui présente la dépense actualisée de démantèlement selon la durée de vie du réacteur. Ils sont présentés en pourcentage du coût initial de construction, pour le taux d'actualisation de 8% utilisé par le Commissariat Général au Plan et pour une variante à 3% :

Sommes actualisés du démantèlement (en % du coût de construction)				
Taux d'actualisation	8%/an		3%/an	
Durée de vie	15%	50%	15%	50%
30 ans	1,5	5,0	6,2	20,6
40 ans	0,7	2,3	4,6	15,3
50 ans	0,3	1,1	3,4	11,4
60 ans	0,15	0,5	2,5	8,5

Ainsi, le coût actualisé du démantèlement ne représente dans cette méthode de calcul que 0,15% de la dépense initiale de construction si l'on considère les données du constructeur Areva, soit 60 ans de durée de vie et 15% du coût initial. Même dans une hypothèse défavorable au constructeur de 50% de la dépense initiale pour démanteler un réacteur, le coût n'est que de 0,49%. Si l'on considère une variante d'actualisation à 3%, alors les chiffres sont nettement supérieurs mais restent marginaux lorsque la durée de vie affichée atteint 50 ou 60 ans (respectivement 3,4% et 2,5% de l'investissement initial).

³⁹ A titre de comparaison, il est intéressant de noter les chiffres récemment donnés en Allemagne à l'occasion de la fermeture de la centrale de Stade : le coût de démantèlement annoncé est de 500 M€ pour une capacité de 670MW PWR soit un coût de 746 €/kWe. Comparé au coût officiel de base de l'EPR 1500 €/kWe, l'estimation de 50% est très réaliste.

⁴⁰ Pour des raisons pratiques du calcul, on a conservé le chiffre de 60 ans même en hypothèse défavorable au nucléaire. Ce choix est conservateur du point de vue de l'étude, même si en pratique les différences sont infimes du fait de l'actualisation.

Les valeurs retenues (sur la base d'investissement initial de 1550 €kWe du rapport CDP) sont donc de 2,3 €kWe dans le cas le plus favorable au nucléaire (60 ans et 15% de l'investissement pour un taux d'actualisation de 8%), de 16,5 €kWe dans l'hypothèse défavorable à l'EPR (50 ans de durée de vie et 50% de coût de démantèlement). Pour une hypothèse d'actualisation de 3% par an, ces paramètres passent à 39,5 €kWe et 176,8 €kWe, deux valeurs nettement supérieures mais qui restent encore minuscules par rapport aux dépenses réelles à venir de respectivement 232 €kWe et 775 €kWe.

Provisionnement des sommes affectées au démantèlement

Cependant, même si cette somme s'avérait suffisante, les exploitants français ont une situation différente de celle de leurs homologues suisses ou suédois⁴¹. Ils disposent en effet encore de ces sommes et peuvent les dépenser à leur guise⁴² alors que les autres exploitants ont des règles de prudence qui limitent fortement les gains possibles. Ce problème est pris très au sérieux par nos voisins européens, en particuliers ceux dont les compagnies électriques ne bénéficient pas de cet avantage (Espagne, Suède notamment). Le Parlement européen y voit une source de concurrence déloyale entre exploitants nucléaires et a même intégré une exigence d'harmonisation dans l'Union européenne dans la prochaine directive sur l'électricité⁴³. Les sommes provisionnées dans les comptes d'EDF correspondent à un avantage financier, mais aussi à un risque pris puisque les sommes investies en Amérique du Sud ou en Asie pourraient ne jamais être recouvrées.

La capitalisation des sommes mises de côté est donc un problème différent du « devis » de démantèlement. Par exemple en Belgique, tout doit être mis de côté avant 20 ans de service du réacteur, et même encore plus tôt en Finlande. En Suède, pour ne pas léser le consommateur ou le contribuable, une évaluation est faite régulièrement pour le cas échéant abonder ou distribuer une partie du fonds et vérifier que les intérêts sont bien collectés.

Dans le cas de la France, il s'agit donc d'un système risqué puisque si le devis de démantèlement venait à s'alourdir, alors le seul recours serait auprès du contribuable français.

Ainsi, l'exemple du nucléaire anglais, qui revendiquait de dépenser ses provisions dans de nouvelles centrales nucléaires comme Sizewell B et C, s'est effondré lorsque ces centrales n'ont pas été construites. Les provisions internes ont également mauvaise réputation depuis les affaires Maxwell (le magnat avait dépensé les provisions destinées aux retraites) et Enron (les provisions ne correspondaient à aucune réalité). A noter que l'idée d'une réforme vers des provisions externes y compris pour la France est également défendue par des personnalités favorables au nucléaire telles que Claude Birraux. Le système actuel revient en effet à faire le pari que EDF sera parfaitement compétitive en 2020, et que l'estimation actuelle est la bonne. A défaut c'est le contribuable qui prendra le relais.

Si l'on prend en compte les sommes actuellement provisionnées, on peut considérer soit que EDF a des comptes sincères et que les sommes provisionnées rapportent le taux du marché, soit à l'inverse, que le coût du démantèlement sera en réalité à la charge du contribuable et que EDF n'aura plus les moyens de financer à la fois un renouvellement de son parc électrique et le démantèlement des centrales.

Comment corriger l'estimation des coûts ?

Une première méthode de calcul considère qu'EDF par ses investissements massifs à l'étranger a utilisé abusivement son cash-flow alors que ces sommes devraient être investies sur du très long terme

⁴¹ Voir notamment « *Economie des modèles européens de gestion des provisions pour démantèlement des centrales nucléaires* », Flavien TCHAPGA et Jean-Michel GLACHANT, avril 2003.

⁴² « On ne laisse bien évidemment pas dormir cet argent, confirme Jacques Chauvin, directeur financier d'EDF. Il est affecté au démantèlement, à l'investissement dans des actifs industriels, à des prises de participation dans ELF, Usinor, etc... et placé pour une petite partie en obligations du trésor », cité par Libération, 29 février 1996. Une telle ligne a été identifiée pour la première fois en 1999 dans les comptes de l'EDF, pour une valeur de 5 milliards de francs, selon le rapport Charpin (déjà cité).

⁴³ Cette exigence a été confirmée en juin 2003 par la Commission européenne qui a confirmé que l'avantage dont bénéficie EDF s'apparente à une distorsion de concurrence par rapport aux autres opérateurs dont les provisions sont effectuées de façon externe.

plus prudent. Selon les autorités françaises, le revenu estimé pour ces sommes n'est que de 2%. EDF bénéficie donc de fonds bon marché grâce aux provisions internes pour démantèlement, constitués en effet par les consommateurs, le bénéfice éventuel devrait alors revenir aux clients au lieu d'EdF. On considèrera que pour ses opérations très spéculatives –par exemple le rachat de compagnies électriques en Amérique du Sud- le taux que des banques consentiraient serait bien plus élevé. En moyenne, l'étude DETENTE considère que ces sommes coûteraient à l'entreprise un taux de 5,5 %, soit les taux à très long terme (30 ans), observés sur les marchés d'état. Ainsi, l'argent des provisions équivaut à une prime de 2,5 %/an au moins, qui représente une subvention implicite de l'ordre de 1,5 milliards de francs (230 M€), une valeur qui croit avec les années.

L'estimation centrale DETENTE utilise cette valeur ramenée au total de la production nucléaire, soit 0,61 €/MWh, la valeur pour l'année 1999. On considère en effet par simplification que cette distorsion bénéficie de façon identique à toutes les installations nucléaires, au prorata de la production.

A l'inverse, si les sommes provisionnées s'avèrent nettement trop faible –le seul exemple de démantèlement en France, sur un petit réacteur à Brennilis, dépasse déjà les 25 000 F/kW (3800 €/kW)- on considère que l'argent manquant proviendra du contribuable. Dans cette hypothèse défavorable à l'EPR, on considèrera que le démantèlement représente 50 % de l'investissement initial dans les réacteurs nucléaires. L'estimation citée précédemment des 15% utilisée en France est restée en effet la même depuis la présidence de Georges Pompidou alors que l'exigence publique vis-à-vis du nucléaire a évolué nettement dans toute l'Europe. Pour reconstituer les sommes nécessaires à l'issue du fonctionnement des réacteurs français sans actualisation (conformément aux nouvelles règles utilisées par les pouvoirs publics), il faudrait mettre de côté 7 milliards de francs par an. Ceci pèserait sur la production du kWh pour 3 €/MWh environ.

En résumé, le surcoût sur les provisions du démantèlement considéré est pour la fourchette DIGEC/CDP de zéro (c'est-à-dire que le démantèlement est entièrement couvert par les chiffres officiels pour le démantèlement) ; de 0,61 €/MWh dans l'estimation basse, chiffre calculé sur l'avantage consenti par la France à EDF sur ses provisions comptables ; de 3 €/MWh en estimation défavorable à l'EPR si l'on considère que les fonds de démantèlement risquent d'être insuffisants.

Démantèlement des réacteurs et provisionnement (résumé)			
Variante	DETENTE	EoP-H	EoP-B
Démantèlement			
En €/kWe actualisés à 8%	2.3	2.3	16.5
Variante à 3% d'actualisation	39.5	39.5	176.8
Provisionnement manquant			
En €/MWh	0,61	0	3

Charges récurrentes du nucléaire

Coût d'exploitation

Pour les coûts d'exploitation d'un réacteur REP classique, la DIGEC avait retenu en 1997 le chiffre d'environ 3,2 cF/kWh (soit 4,8 €/MWh).

A partir de la situation telle qu'elle ressort des comptes d'exploitation d'EDF, le rapport CDP estime lui ce coût d'exploitation à 380 F/kW (coûts fixes), auquel s'ajoute 0,5 cF en dépenses variables de personnel et de maintenance⁴⁴. « En considérant un coefficient de production de 70 % correspondant

⁴⁴ Charpin *et al.* (2000, p. 177). Pour le parc EPR, les auteurs du rapport CDP ont retenu une formule du même type que pour les réacteurs REP (coût/kWh = 380 F/kWe + 0,5 c/kWh, voir infra p. 3), « en faisant l'hypothèse que le coût fixe d'exploitation évolueraient de 280 francs à 190 francs par kWe entre l'apparition des premiers réacteurs et 2050, avec un coût moyen fixe de 235 francs (hors visite décennale sur la période. » En compromis, ils ont choisi de représenter le coût d'exploitation pour la filière EPR par la formule suivante : coût/kWh = 240 F/kWe + 0,5 c/kWh. « L'application de cette formule à des scénarios où le nucléaire est utilisé en base (Kp = 85

à la valeur actuelle [parc REP], on arrive à un coût économique d'exploitation de 3,6 centimes par kWh (cF/kWh) en coût actualisé. Lorsqu'on calcule les dépenses d'exploitation réelles par kWh, le résultat est relativement éloigné : 7 cF/kWh (soit à peu près 10,7 €/MWh).⁴⁵ » Ce dernier chiffre, basé sur des données réelles sur un grand nombre de réacteurs et sur une longue période, est considéré comme le plus réaliste, soit 10,46 €/MWh en frais fixes et variables d'exploitation (voir note sur la méthode CDP, déjà citée, en annexe).

Par ailleurs, les constructeurs de l'EPR suggèrent qu'ils obtiendront une baisse des charges de 10% ou plus. Il s'agit en particulier d'une fréquence moindre des rechargements en combustible, et d'une maintenance plus importante possible durant le fonctionnement. Ces points –encore non validés par l'expérience- ont été intégrés dans le scénario favorable à l'énergie nucléaire, qui utilise le chiffre DIGEC 97, soit 4,8 €/MWh, moins de la moitié du chiffre utilisé en référence et issu du rapport CDP.

Par contre, en hypothèse défavorable pour le nucléaire, on considère que les normes de fonctionnement des réacteurs deviennent plus sévères afin de protéger le personnel des radiations. Le principe affiché par le projet EPR est en effet d'utiliser plus longtemps le combustible, ce qui aboutit à une plus grande irradiation des personnes pour travail donné en zone dangereuse. De plus, cette augmentation des doses ne pourra pas être reportée sur les travailleurs temporaires, car dans cette hypothèse, on considère que ce recours est limité par les nouvelles réglementations qui imposent une qualification plus importante. Enfin, l'indépendance croissante des autorités de sûreté assure que ces nouvelles exigences sont mieux respectées qu'aujourd'hui, sous peine d'amendes importantes pour les exploitants. A titre conservateur on a considéré que ces mesures augmentent de 20% les frais d'exploitation de la centrale, ce qui aboutit à un coût unitaire de 12,55 €/MWh.

Charges d'exploitation	DETENTE	EoP-H	EoP-B
En €/MWh	10,46	4,8	12,55

Dépenses de maintenance lourde et de post-exploitation

A ces chiffres sur l'exploitation, le rapport CDP suggère d'ajouter les dépenses de maintenance lourde et les frais en fin de vie du réacteur.

Les *frais de post-exploitation* sont quant à eux estimés dans le rapport CDP à 80 % des frais d'exploitation, soit 1 GF (environ 153 M€) par GWe sur trois ans, soit 65 GF (près de 10 G€) pour la totalité du parc actuel⁴⁶. Autrement dit, 1 000 F/kWe (153 €par kWe) répartis sur trois ans.

Les *dépenses de jouvence* (les opérations à caractère exceptionnel de type changement de générateur de vapeur ou remplacement des couvercles de cuves) représentent au total sur le parc nucléaire des sommes allant de 109 à 122 Milliards de francs (16,6 à 18,6 Milliards d'Euros) selon la durée de vie des réacteurs. Cela représente 300 MF/GWe au bout de 10 ans, 600 MF/GWe au bout de 20 ans, 600 MF/GWe au bout de 30 ans, 500 MF/GWe au bout de 40 ans. Cela conduirait à une dépense de 1,8 GF pour un réacteur de 900 MWe, 2,6 GF pour un réacteur de 1300 MWe, 3 GF (457,3 M€) pour un réacteur N4. Dans le cas de l'EPR, prévu pour durer 60 ans, ces dépenses seront d'autant plus nécessaires pour prolonger la vie de la machine. Le rapport CDP donne une estimation de ces dépenses pour l'EPR :

Délai	10 ans	20 ans	30 ans	40 ans	50 ans
en euros/kWe	30,50	61,00	91,50	91,50	76,23

On utilise ces données dans toutes les hypothèses (à l'exception de la dépense à consentir à 50 ans qui est supprimée en cas de démantèlement anticipé). Comme pour les chiffres sur le démantèlement, l'actualisation minimise considérablement ces coûts et ils ont donc peu d'influence sur le résultat.

%) conduit à des frais d'exploitation (assurance et première visite décennale comprise) de 3,7 centimes/kWh, à comparer avec un coût supérieur à 6 centimes en 1998, le Kp étant de 70 % . »

⁴⁵ « Le parc nucléaire français », dans *Le parc nucléaire actuel*, Fiche n° 1, p. 179.

⁴⁶ « Bilan économique du parc actuel », dans *Le parc nucléaire actuel*, Chapitre II, p. 142.

Combustible nucléaire

La DIGEC estime dans son rapport de 1997 entre 4,5 et 5,5 centimes le prix du combustible selon les hypothèses d'actualisation, soit entre 6,9 €/MWh et 8,4 €/MWh. Ce chiffre est le même que dans le rapport Charpin-Dessus-Pellat.

On retient la médiane de cette fourchette en hypothèse de référence DETENTE, soit 7,65 €/MWh. Le chiffre retenu en hypothèse favorable à l'EPR est le plus bas, soit 6,9 €/MWh. En fourchette haute, on considère que la COGEMA réalise un investissement sur son usine d'enrichissement d'Eurodif, dont le dimensionnement n'est pas adapté au marché de l'uranium enrichi. Ce fonctionnement en sous-capacité induit alors un surcoût de 20% sur le prix du combustible nucléaire, considéré dans l'hypothèse la plus élevée, soit 10,08 €/MWh.

A ce chiffre il faut ajouter le coût du retraitement et de l'aval (paragraphe suivant). Quelle que soit l'hypothèse retenue, ces chiffres sont traditionnellement bas du fait de la méthode de calcul, qui écrase toutes les dépenses importantes de la fin de la chaîne combustible.

Ces chiffres peuvent cependant être critiqués par le fait que les constructeurs de l'EPR se vantent de pouvoir largement utiliser le combustible MOx (Mélange d'Oxydes) contenant du plutonium. Or, le rapport CDP, ainsi que les déclarations d'EDF montrent que ceci représente un important surcoût par rapport à un usage de combustible « normal ». Ce surcoût est reconnu officiellement depuis que le plutonium séparé à La Hague n'est plus considéré comme une matière première mais comme un déchet suite à l'abandon des programmes de surgénérateurs comme Superphénix. Le rapport Charpin-Dessus-Pellat montre par ailleurs la faible utilité du retraitement pour la diminution des déchets et donc pour l'environnement⁴⁷. Il montre aussi que les coûts de la filière du retraitement doivent être considérés globalement, ainsi par exemple un combustible MOx doit être considéré dans toutes ses conséquences (investissements, filières spécifiques de déchet et de démantèlement) et pas seulement comme un coût de fonctionnement d'une usine qui existerait par ailleurs. Ce surcoût du MOx est intégré dans l'aval du combustible.

Traitement et stockage

L'étude DIGEC 1997, retient un coût prévisionnel du traitement de 1,0 à 1,2 cF/kWh imputé au moment de la production du kWh (soit encore 1,5 à 1,7 cF/kWh imputés au moment du retraitement). Le coût actualisé du stockage définitif retenu dans la même étude est de 0,3 cF/kWh qui s'ajoute au chiffre précédent, soit 2,74 €/MWh. Ce chiffre est utilisé dans l'hypothèse favorable à l'EPR.

Pour l'estimation DETENTE on se contentera d'un chiffre issu de l'EDF, soit 60 % de surcoût. C'est ainsi que pour ce qui la concerne EDF a publié dans la "Lettre du Parc" (n° 24 juillet/août 1996) une décomposition du coût de production du kWh nucléaire pour l'année 1995. Sur un coût complet de 19 cF/kWh, le coût du cycle ressortait à 6 cF/kWh dont 2,7 cF/kWh correspondant aux provisions pour traitement et stockage des déchets. Cette valeur est appelée à diminuer avec l'amortissement des installations et l'expérience industrielle accumulée, pour rejoindre les valeurs annoncées pour le post 2000.

On peut également citer COGEMA qui défendait encore récemment (sur son site internet) son combustible MOx en estimant le surcoût à 1,7 centimes de francs contre 0,3 centimes pour l'enfouissement direct en critiquant ce dernier chiffre : « *Si le coût du traitement/recyclage est basé sur une expérience industrielle déjà très significative (près de 15 000 tonnes de combustibles usés déjà*

⁴⁷ Extrait du résumé du rapport : « *L'analyse du parc existant montre donc que la poursuite de la stratégie française de retraitement-recyclage, si elle est complètement mise en œuvre sur le parc existant et dans des conditions optimales de fonctionnement de La Hague, permettrait sur la durée de vie du parc actuel considéré de manière isolée, et par rapport à un arrêt du retraitement en 2010 : une économie d'uranium naturel de l'ordre de 5 % et une réduction des transuraniens à stocker de 12 à 15 % selon la durée de vie du parc, au prix d'un surcoût global proche de 1 % et d'un accroissement de la quantité de MOX irradié à entreposer pendant environ 150 ans.* » Difficile de dire plus clairement dans un rapport officiel cosigné par le Commissaire Général au Plan et par le patron du Commissariat à l'Energie Atomique que La Hague ne sert à rien !

traités, près de 1 000 tonnes de combustibles MOX fabriqués), celui du stockage direct est basé sur des "études papiers" sur la base de concepts qui n'ont pas encore fait l'objet d'un consensus international. Les prévisions de coût de cette voie sont donc entachées d'aléas majeurs, très probablement par sous-estimation. »

COGEMA critique l'option concurrente de la sienne, mais ne précise pas que ses hypothèses sont entachées d'encore plus d'irréalité. Le propriétaire de l'usine de La Hague se base en effet sur le fait que le retraitement se poursuivrait avec une nouvelle usine au même dimensionnement de sûreté, de sécurité et d'impact sur l'environnement et rejets ; sur le fait que les volumes d'activité resteraient les mêmes que ces dernières années (y compris un volant de contrats avec l'étranger).

L'annexe du rapport CDP (« le parc nucléaire actuel ») donne une estimation des coûts relatifs au retraitement, au recyclage du Plutonium séparé sous forme de MOX, à l'entreposage de l'uranium appauvri et de l'uranium de retraitement, à l'entreposage des combustibles non retraités, et enfin à l'entreposage des déchets en attente de stockage définitif. Ces estimations plus pessimistes que celles de la DIGEC sont faites en fonction de six scénarios, différenciés selon la décision prise pour le retraitement, ainsi que de la durée de vie des tranches et la proportion de celles-ci qui reçoivent du combustible MOx (soit 0, 20, 28). Il est cependant difficile de les mettre en œuvre pour un choix isolé comme l'EPR sans description du reste du contexte futur.

Pour le total de l'aval du combustible, on retient donc une estimation basse de la DIGEC de 2,74 €/MWh (1,8 cF/kWh), et le chiffre de 4,12 €/MWh (2,74 cF/kWh), tenant compte des surcoûts du MOx et issu de l'estimation d'EDF, qui est utilisée pour la meilleure estimation DETENTE. Enfin, pour l'estimation haute du coût du nucléaire, le chiffre de 16 €/kWh est retenu pour tenir compte : de la grande incertitude sur les coûts du MOx, et sur le fait que le stockage des déchets ne devrait pas être actualisé selon certains⁴⁸ ; enfin, le fonctionnement de la chaîne du retraitement, actuellement partagé avec d'autres pays, ne reposera probablement bientôt que sur la seule clientèle française.

Combustible nucléaire (résumé)	DETENTE	EoP-H	EoP-B
Combustible	6,9	6,9	8,4
Retraitement stockage (En €/MWh)	4,12	2,74	16

Assurance contre le risque accidentel

Selon le rapport CDP, « la filière nucléaire présente une particularité du point de vue de l'assurance contre les accidents. En effet l'exploitant ne s'assure contre des accidents nucléaires éventuels que jusqu'à hauteur de 200 MF, et provisionne par ailleurs les sommes nécessaires aux réparations éventuelles jusqu'à 600 MF.

Si l'on admet que la couverture totale prise en compte par l'État français et le pool des États concernés est de 2 500 MF (dont 600 par EDF), la prime théorique correspondante serait de l'ordre de 500 millions de francs par an. Nous avons retenu [...] l'hypothèse d'une prime annuelle d'assurance de 10 MF/tranche de 1 000 MWe.

Les primes d'assurances versées par EDF pour faire face à un dommage nucléaire sur les biens et les personnes s'élèvent à 42 millions de francs par an (pour 58 réacteurs) ; cela correspond à une couverture de 200 millions de francs (les 400 autres millions ayant été provisionnés). Si on admet que la couverture totale actuellement prise en compte est de 2 500 MF (600 par EDF et le reste par l'État ou un pool d'États) la prime théorique devrait être de 525 millions de francs par an, soit environ 10 millions par an et par réacteur.⁴⁹ »

On retiendra ce dernier chiffre de 525 MF pour l'estimation du coût, soit 0,22 €/MWh, pour une production annuelle nucléaire de 359 TWh. Cette estimation peut ici encore paraître faible comparée à

⁴⁸ Charpin *et al.* (2000, p. 178), annexe 8, page 233

⁴⁹ Charpin *et al.* (2000, p. 178).

d'autres estimations basées sur les dommages d'un accident possible⁵⁰, ou d'autres études qui estiment le coût non couvert à des sommes près de dix fois supérieures⁵¹.

L'absence d'assurance au-delà de quelques centaines de millions est souvent citée comme une subvention implicite au nucléaire. Cette forme d'énergie bénéficie en effet d'une dérogation par rapport à d'autres branches industrielles. Ceci est assez général mais les chiffres varient nettement : selon Nucleonics Week, les responsabilités de l'exploitant sont soit illimitées (Suisse ou Japon) ou à l'inverse plafonnées à des sommes inférieures à la destruction d'une centrale (France, 600 MF pour l'exploitant, l'Etat prenant le relais au-delà). Aux Etats-Unis, la limite de responsabilité est de dix milliards de dollars pour l'exploitant de la centrale.

L'estimation haute intègre une telle estimation, soit 9 centimes supplémentaires (13,72 €/MWh). Pour les estimations officielles et DETENTE basse, la source utilisée est le rapport Charpin Pellat Dessus, qui estime la subvention d'assurance de l'Etat vers EDF à 525 millions de francs annuels (80 millions d'Euros). Cela représente (pour 359 TWh de production annuelle) un poids unitaire de 0,15 cf/kWh (0,22 €/MWh).

Coût de l'assurance (résumé)	DETENTE	EoP-H	EoP-B
En €/MWh	0,22	0,22	13,72

Coût de la recherche

Les dépenses de R & D, à savoir les dépenses de sûreté, les recherches sur l'aval du cycle, la radioprotection, les recherches sur les réacteurs et les cycles, les recherches sur les nouveaux combustibles, sont estimées dans le rapport Charpin-Dessus-Pellat comme suit :

G francs/an	2000-2010	2010-2020	2020-2030	2030-2040	2040-2050
Scénario EPR	3,55	2,9	2,7	2,7	2,7
en G€uros/an :	0,54	0,44	0,41	0,41	0,41

Si nous prenons les chiffres dépensés durant les dernières années estimés dans le rapport CDP et ramenés à une monnaie constante (1998), les dépenses se situent aux environs de 2,8 milliards de francs pour la seule recherche sur les réacteurs à fission.⁵² Ramenés à la production d'EDF, ceci donne une contribution unitaire de 0,75 cf/kWh (1,14 €/MWh). Ce chiffre est issu des dépenses réelles publiées par les organismes concernés et est donc intégré à la fourchette d'estimation DETENTE. Ce chiffre est supérieur à celui du rapport DIGEC de 1997 qui estime à environ un demi-centime le coût de la recherche (0,76 €/MWh), et qui est utilisé dans l'hypothèse favorable à l'EPR.⁵³

⁵⁰ Une estimation des sommes en jeu a été réalisée par une équipe de l'Université de Londres (« Liability capping and financial subsidy in North American nuclear power », some financial results based on insurance data », A. Heyes et C. Liston-Heyes, Department of Economics, University of London.). Ses résultats peuvent apparaître très modérés puisque selon d'autres sources, aucune assurance privée ne voudrait couvrir le risque nucléaire. Pour l'accident majeur avec destruction d'une centrale (10 milliards de dollars de dégâts) jusqu'à un accident type Tchernobyl avec une zone contaminée (40 milliards de dollars de dégâts), le coût indiqué par cette étude varie d'un quart de centime d'Euros à 1,5 cents par kWh.

⁵¹ Notamment, Hohmeyer O., 1988. *The social costs of energy consumption*, Springer Verlag, et Krause F., Koomey J., 1994. *The cost of electricity in Western Europe*, Volume 2 tome 3E, IPSEP.

⁵² Le rapport Charpin Pellat Dessus (in « Fiche N° 10, Dépenses de R&D nucléaires page 434 ») est nettement conservateur par rapport aux dépenses estimées par INESTENE en 1999, qui estimait ce chiffre à environ 7 milliards de francs par an en réintégrant la sûreté et d'autres dépenses publiques liées au nucléaire (« Soutiens et subventions de l'Etat aux énergies en France », INESTENE, décembre 1998)

⁵³ Une autre façon d'intégrer la recherche consiste à affecter au réacteur la somme déjà investie en recherche, soit selon l'Office Parlementaire des Choix Scientifiques et Technique environ 1 milliard de francs (150 millions d'Euros). Si l'on intègre ces sommes dans l'investissement cela représente entre 100 €/kWe et 20 €/kWe selon

Mais ces chiffres n'incluent que les dépenses futures de recherches, alors que le nucléaire a bénéficié durant les cinquante dernières années d'un soutien considérable de l'Etat. Un rapport de l'INESTENE en 1999 a évalué les subventions au nucléaire. Sur cette somme, la R&D représentait 6,4 milliards de francs (0,98 milliard d'Euros). Ce chiffre INESTENE est contesté par le représentant du CEA dans l'annexe concernée du rapport Charpin-Pellat-Dessus⁵⁴, qui conteste l'intégration des dépenses des laboratoires de l'IN2P3 du CNRS. Sans cette ligne, la somme devient alors (hors retraitement mais en intégrant les dépenses publiques de sûreté et la R&D de l'EDF), 5 800 MF (884 millions d'Euros) soit en monnaie actuelle une contribution de 2,29 €/MWh (1,5 cF/kWh). Ce chiffre est intégré en fourchette haute du coût du nucléaire (hypothèse défavorable à l'EPR).

A noter que le chiffre de recherche est une dépense « externe » qui n'est pas subie directement par l'industrie nucléaire mais par la société, conformément au texte de la DIGEC.

Résumé des hypothèses sur les dépenses de recherche

	DETENTE	EoP-H	EoP-B
Contribution unitaire (en c€/kWh)	1,14	0,76	2,29

Prise en compte des externalités d'environnement

Ces coûts correspondent aux nuisances pour la société non encore intégrées dans les prix de revient comme les nuisances pour la santé ou l'environnement. La recherche (paragraphe précédent) est d'ailleurs une externalité reconnue par les exercices d'estimation des coûts, puisqu'une grande partie de la dépense n'est pas payée par l'exploitant mais par l'impôt.

Pour le nucléaire, le calcul de l'étude européenne ExternE [étude menée en 1995 et réactualisée en 1997-98] a été critiqué par son absence de prise en compte de l'accident majeur. Il est cependant intéressant d'utiliser cette référence car elle est de plus en plus utilisée par la DIGEC ou par des auteurs parlementaires tels que MM. Birraux et Bataille⁵⁵.

Un signe que la polémique est loin d'être close est que le dernier rapport différencie nettement les coûts sociaux entre France et Grande-Bretagne. Dans ce dernier pays le coût externe du nucléaire est plus du double de celui considéré pour la France, soit 1,4 cF/MWh en Grande Bretagne et 0,2 cF/MWh pour la France !

L'étude ExternE donne la fourchette minimale de 2,5 €/MWh pour le plancher et de 7,4 €/MWh comme valeur maximale.⁵⁶

Des valeurs nettement plus élevées ont été formulées par O. Hohmeyer, ou Ottinger tenant compte d'un risque d'accident. Par souci de rester conservateur sur les hypothèses, on écarte ces sources.

On retiendra la valeur minimale d'ExternE pour les hypothèses favorables au nucléaire, et les maximales pour celles défavorables à l'EPR. En hypothèse centrale c'est la médiane (soit 4,95 €/MWh) qui est retenue.

Résumé des hypothèses de coûts externes sur l'EPR				
Source ExternE 97	Unités	DETENTE	Variante EoP-H	Variante EoP-B
Coûts externes	€/MWh	4,95	2,5	7,4

que l'on construit un ou cinq EPR. Ceci représenterait de 0,2 à 1,2 €/kWh sur une base de calcul actualisée sur toute la durée de vie du réacteur et selon la série construite.

⁵⁴ Ibid

⁵⁵ Rapport 1359 sur l'aval du cycle nucléaire (déjà cité). Les chiffres cités pour le nucléaire sont 0,1 à 0,3 cF/kWh (1,5 à 4,5 €/MWh), soit les valeurs de l'étude 95.

⁵⁶ Rapport 1997 de ExternE, cité par le rapport CDP (p. 228)

Résumé des hypothèses de coût de l'EPR

On peut ici rappeler les hypothèses prises pour les coûts du réacteur nucléaire

Résumé des hypothèses sur l'EPR				
	Unités	Scénario DETENTE	Variante EoP-H	Variante EoP-B
Durée de vie économique	Années	60 ans	60 ans	50 ans
Durée de chantier	Années	8	6	12
Facteur de production	%	75	90	71
Investissement brut* (série de dix)	Par réacteur	1550	1472	1705
Intérêts intercalaires	€/kWe	527	380	728
Fonctionnement	€/MWh	10,46	4,8	12,55
Démantèlement	€/kWe	15% sur coût DIGEC	15% sur coût DIGEC	50% sur coût DIGEC
Provisions supplémentaires	€/MWh	0,61	0	3
Combustible	€/MWh	8,4	6,9	8,4
Retraitement et/ou stockage	€/MWh	4,12	2,74	16
Assurance	€/MWh	0,22	0,22	13,72
Recherche	€/MWh	1,14	0,76	2,29
Coûts externes	€/MWh	4,95	2,5	7,4
* Hors intérêts intercalaires et démantèlement DETENTE 2003				

Nucléaire et emploi

Observations sur le nucléaire et l'emploi :

Selon le rapport de Christian Bataille et Robert Galley, rendu en février 1999, « *en prenant en compte non seulement les emplois directs liés aux activités nucléaires civiles du CEA, de Framatome, d'EDF, de Cogema et de l'Andra, mais aussi les emplois indirects liés à ces organismes ou entreprises, le nombre actuel d'emplois liés à la filière nucléaire semble être d'environ 120 000.* »⁵⁷

Ces deux auteurs argumentent notamment que le contenu en emplois de la filière nucléaire est très lié à son investissement initial et à la main d'œuvre déployée à cette occasion. Ceci est illustré dans le tableau suivant issu du rapport Bataille-Galley N°1359 :

Tableau : Comparaison des emplois nationaux et étrangers liés à chacune des filières de production de l'électricité (source Galley et Bataille)

filière	unité	nucléaire	charbon	gaz
combustible et exploitation	emplois / (TWh.an)	105	110	70-85
investissement	durée de construction	93 mois	36 mois	34 mois
	emplois / (GW PCN)	15 500	13 000	6 900
démantèlement	emplois / (GW PCN)	1400	non déterminé	non déterminé

Les auteurs concluent : « *Il apparaît clairement que la filière nucléaire est la plus riche en emplois. Elle est en effet fortement capitalistique, la construction mobilisant une main d'œuvre très nombreuse, l'exploitation et la maintenance étant également des activités riches en main d'œuvre.* »

Ce tableau est intéressant à plus d'un titre. Tout d'abord les auteurs ont considéré l'emploi dans le démantèlement, alors que ce dernier poste n'est pratiquement pas intégré dans les coûts (pour 1% environ du coût initial). Ils décrivent aussi le nucléaire comme une filière « fortement capitalistique » (sic !) alors que par définition ce terme signifie que l'on remplace du travail et des matières premières par de l'investissement en capital. Par ailleurs, la durée de construction –qui justifie les emplois de chantier très importants selon les auteurs- est notée à 93 mois contre 57 mois d'après les promoteurs de l'EPR.

Nous voyons ainsi qu'il peut y avoir une contradiction entre les objectifs de coût des filières et ceux des emplois.

C'est un chiffre proche, bien qu'inférieur, que retient Aymerie de Montesquiou dans un rapport d'information fait au Sénat concernant le traité Euratom⁵⁸. D'après ce sénateur, qui cite là le Programme indicatif nucléaire pour la communauté (PINC) adopté en 1996 par la Commission, le cycle du combustible, la construction des centrales nucléaires, les services et les équipements de l'industrie nucléaire, la production d'électricité et les organismes de sûreté fourniraient plus de 220 000 emplois en Europe, dont 100 000 en France, essentiellement des emplois hautement qualifiés.

⁵⁷ Bataille C., Galley R., 1999. *L'aval du cycle nucléaire. Tome II : Les coûts de production de l'électricité*, Rapport n° 1359, Sénat, 3 février.

⁵⁸ de Montesquiou A., 2000. *L'énergie nucléaire en Europe : union ou confusion ?*, Rapport d'information n° 320, Sénat, 2 mai.

La Société Française de l'Energie Nucléaire (SFEN) donne le même chiffre, selon la répartition suivante⁵⁹ : 20 000 agents EDF assurant l'exploitation des 58 tranches nucléaires ; associés à cette exploitation-maintenance, 20 000 intervenants d'entreprises extérieures, notamment pour des tâches de maintenance ; 55 000 personnes employées par les grandes entreprises du secteur nucléaire hors EDF, soit COGEMA et FRAMATOME ANP regroupés au sein d'AREVA, le CEA, TECHNICATOME, et l'ANDRA ; et enfin, plusieurs milliers de personnes employées par les autres entreprises intervenant dans le secteur pour ces activités nucléaires.

Selon Electricité de France, « *une centrale nucléaire de deux tranches emploie environ 600 agents permanents.*⁶⁰ » Le chantier de construction d'une centrale en mobilise 4000.

En termes de contenu en emploi par unité de production électrique, de Montesquiou donne le chiffre de 105 emplois par TWh/an pour l'exploitation. C'est ce chiffre qu'avaient retenu Bataille et Galley. En considérant l'investissement (R & D et construction), l'exploitation (et maintenance) et le combustible (amont du cycle), ces derniers avaient, en outre, estimé l'intensité en emplois de la filière nucléaire à 180 emplois par TWh/an, contre 105-120 pour la filière gaz, et 165 pour la filière charbon⁶¹.

Méthode d'estimation des emplois créés ou maintenus

Trois sortes d'emplois dans le nucléaire sont considérées dans l'étude. Ceux des opérateurs de centrales, ceux de la maintenance et enfin les emplois dans la fabrication et la construction de réacteurs.

Dans le cas du nucléaire, l'exploitation - maintenance est donnée par l'estimation de la SFEN, ce qui permet d'exclure la recherche et le développement. On peut en effet noter que le CEA déclare n'être pas concerné par l'EPR. De même, la politique de retraitement ne serait concernée que marginalement par la construction d'une nouvelle série de réacteurs. En comptant large, ce sont donc environ 50 000 personnes qui sont concernées par le suivi du parc, en incluant la production de combustible. Si l'on considère la production française soit 380 TWh, le ratio d'emplois utilisé est de 130 emplois/TWh. Sur ce nombre, les opérateurs d'EDF représentent environ 55 emplois par TWh (soit 20 000 personnes). Ce chiffre n'inclut pas les emplois induits par l'investissement initial, le démantèlement et la jouvence, qui sont calculés à part.

- Emplois d'opérateurs nucléaires pour l'EPR

L'hypothèse retenue est que EDF embauche de nouveaux opérateurs sans supprimer de postes, alors que l'électricien pourrait ajuster ses effectifs dans d'autres secteurs. On considère donc qu'il y a création nette d'emplois d'opérateurs au prorata de la nouvelle production.

Pour cela, on considère que le nucléaire fonctionne à sa moyenne actuelle d'emplois observés actuellement. Seul correctif apporté aux chiffres de la SFEN et du rapport de Montesquiou présentés plus haut, un facteur de taille des tranches est appliqué pour tenir compte du fait que le réacteur EPR a une puissance nominale de près de 1600 MW par réacteur, soit nettement plus que la taille actuelle du parc (dont la taille moyenne pondérée par la production est d'environ 1100 MW par réacteur). Or, une tranche nucléaire actuelle emploie à l'EDF un nombre assez constant de salariés quelle que soit sa puissance.

Le calcul induit donc un nombre d'emplois à EDF pour une production de 1 TWh de 35 salariés dans l'EPR au lieu de 54 actuellement constatés en moyenne sur le parc nucléaire (soit 20 000 opérateurs).

⁵⁹ <http://www.sfen.org>

⁶⁰ <http://www.edf.fr/html/decouvertes/voyage/nucleaire/d13m/d13m-02.html> .

⁶¹ Bataille & Galley (1999, p. 49-50). Ces deux auteurs ne considèrent que 15 000 personnes intervenantes extérieures sur les réacteurs en situation ordinaire.

- Maintenance et rechargement

Pour la maintenance et le rechargement en combustible, on conserve pour l'hypothèse DETENTE le chiffre actuel du parc existant, soit 75 salariés pour un TWh produit. On considère en effet que l'emploi dans la maintenance est le même que celui observé actuellement ce qui est cohérent avec le choix de ne retenir comme disponibilité les meilleurs chiffres obtenus sur le parc de centrales françaises.

En hypothèse favorable à l'EPR, dans la variante EoP-H, le nucléaire fonctionne par contre selon les souhaits de ses promoteurs. Les personnels nécessaires à la maintenance sont alors réduits par un facteur supérieur à deux, avec notamment des chargements réalisés en très peu de jours, et 90% de disponibilité. De plus, la taille du réacteur (1600 MW)⁶² lui donne en théorie une productivité par salarié inférieure d'un tiers sur ce poste.

Selon un prospectus du constructeur de l'EPR⁶³, les gains de l'EPR proviendraient d'une durée de cycle de chargement située entre 12 et 24 mois et une utilisation élevée de la charge, une disponibilité supérieure à 90% grâce à une limitation de la maintenance durant une durée de vie de 60 ans, et une possibilité de rechargement en 19 jours.

La productivité de fonctionnement théorique du réacteur EPR est donc exceptionnelle. Nous avons considéré en hypothèse favorable à l'EPR que le facteur de taille joue pour l'exploitation (comme dans l'hypothèse DETENTE précédente), mais aussi que la sous-traitance et les emplois récurrents de maintenance sont divisés par deux. Ce chiffre est conservateur par rapport aux affirmations de Framatome. Selon le constructeur, le rechargement en combustible nettement moins fréquent et plus rapide, sur les maintenances préventives, etc... limiterait encore plus la contribution des salariés extérieurs pour les travaux récurrents des réacteurs (hors opérations de jouvence ou de maintenance lourde). Le chiffre retenu (par TWh de production) est donc de 35 salariés pour EDF et de 42,5 salariés extérieurs, soit un total de 78 salariés/TWh/an.

A l'inverse, dans l'hypothèse défavorable à l'EPR, dans la variante EoP-B, on considère que les productivités n'augmentent pas et que la maintenance reste à sa moyenne actuelle, soit un total de 120 employés par TWh produit.

Emploi dans le fonctionnement des réacteurs	DETENTE	EoP-H	EoP-B
	Emplois par TWh	Emplois par TWh	Emplois par TWh
Opérateurs à l'EDF	35	35	35
Autres entreprises	75	42.5	85
Total fonctionnement-maintenance	110	78	120

Outre les emplois d'opérateurs et les emplois de maintenance, on considère dans le chapitre suivant les impacts induits pour l'emploi dans les industries concernées en corrélant l'investissement et l'emploi dans ces secteurs.

Investissements : la méthode des emplois apparents :

Le chiffre d'affaire réalisé par une branche se répartit entre les chefs de file et les sous-traitants. Cela rend très difficile un décompte précis par entreprise. Il est beaucoup plus logique de considérer que les sommes investies contribuent à la valeur ajoutée globale des branches.

Pour l'année disponible la plus récente (2001) le tableau suivant présente ces valeurs ajoutées :

⁶² La proportion de la production entre les réacteurs de 900 MW et ceux de 1300 MW est actuellement de 43% pour les seconds et de 56% pour les plus petits réacteurs. La productivité des opérateurs –si l'on suit le raisonnement des constructeurs- devrait donc être supérieure de 35% par rapport aux réacteurs actuels.

⁶³ Texte de François Bouteille, Nuclear Power International pour NU Power vol 16 3-4 2002 Il s'agit de l'un des seuls textes publics détaillant les performances prévues du futur réacteur.

Emplois et valeurs ajoutée dans l'industrie française					
	VA €	CA M€	Salariés	CA/salarié	VA/salarié
Secteur de la construction électrique grands équipements					
Electrique Grandes Entreprises	622	1801	10500	0,17151279	0,05927152
Electrique général	1174	3362	24681	0,13621593	0,04756531
Framatome		2500	13000	0,19230769	
Secteur de l'équipement mécanique					
Mécanique Grandes	1601	5336	34239	0,15585091	0,04675527
Mécanique général	3280	10089	67000	0,15058948	0,04896087
Machines outils	701	2134	14400	0,1482272	0,04870322
Bâtiments et travaux publics					
Bouygue	6673	13346	122100	0,10930385	0,05465192
Vinci	8665,5	17331	85400	0,20293911	0,10146956
BTP général	66000	132000	1625000	0,08123077	0,04061538
Service marchand non financiers	116239	229000	2261189	0,10127415	0,05140614
Source : « Tableaux de l'économie française 2002-2003 », INSEE références					

Les valeurs ajoutées par salarié sont remarquablement constantes entre les branches concernées par la construction nucléaire. Si l'on considère une pondération entre l'îlot nucléaire, la construction mécanique et les travaux publics, répartis par moitié entre les grandes entreprises et les plus petites, la valeur ajoutée est très proche de 0,05 M€/salarié/an

On considère donc une « productivité par branche » et non seulement celles des seules firmes leader puisque celles-ci sont en général moins élevées que les suivantes dans la chaîne des sous-traitants. Cette approche globale évite également de considérer la part qui est sous-traitée comme des « emplois induits » alors qu'il s'agit d'un même ensemble.

Dans le cas d'un prototype ou d'une tête de série nucléaire, l'investissement est augmenté à cause d'un surcroît de travail chez les constructeurs, qui génèrent donc de l'emploi en proportion. Le surcoût considéré pour l'investissement (par exemple 30% pour une tête de série dans le rapport CDP) génère donc de l'emploi en proportion chez les constructeurs. Par contre, les intérêts intercalaires, les aléas sur planning, les pré-exploitations n'induisent pas d'emplois supplémentaires pour la filière.

On considère ainsi que les productivités des industries concernées restent les mêmes, et qu'elles « bénéficient » ainsi des surcoûts du point de vue du travail fourni. Le ratio utilisé –largement favorable à l'industrie nucléaire- est basé sur la valeur ajoutée et non sur le chiffre d'affaire, ce qui évite d'oublier les fournitures extérieures et les sous-traitances. Pour la France, ce ratio est similaire pour les industries mécaniques, les constructions électriques, et même pour les travaux publics, et proche de 0,05 M€/salarié/an.

Dans les deux paragraphes, nous avons présenté la méthode et les sources du calcul des emplois créés ou maintenus, en se basant sur les effectifs les plus proches du réel. Cette même méthode est décrite à la fin du chapitre suivant pour l'éolien. Le calcul et les commentaires comparés des scénarios forment le dernier chapitre du rapport avant conclusions.

Eolien, les potentiels, les contraintes de développement, les coûts de référence

Les potentiels et les contraintes physiques de l'éolien

Un potentiel est une évaluation de la puissance qui peut être installée sur un site ou un territoire. Le potentiel théorique mondial de l'éolien est estimé supérieur à la fourniture mondiale d'électricité. Cependant, la nécessité de prendre en compte les contraintes terrestres, économiques et techniques ramènent ces données à des échelles plus modestes ; on parle alors de potentiel équipable.

Par exemple, dans la majorité des cas, l'accès au site est relativement difficile, les moyens mis en œuvre pour le génie civil peuvent aller jusqu'à la construction d'une route afin de faire transiter le matériel.

C'est ainsi que l'étude de BTM Consult Aps⁶⁴ de 1998 montre qu'un objectif de dix pour cent de la production du courant mondial en 2020 est atteignable sur la base des technologies actuelles. Ceci est d'ailleurs très officiellement reconnu en France par le travail interministériel réalisé lors du Plan National de Lutte Contre l'Effet de Serre publié par le gouvernement au début de l'année 2000. Ce texte remarque en effet que « *on pense que d'ici à la fin du siècle, l'énergie éolienne pourrait occuper une place comparable à celle de l'hydraulique* » (soit implicitement plus que le nucléaire), et aussi que l'électricité éolienne pourrait être rentable à l'horizon 2020, soit celui du remplacement de ce même nucléaire.⁶⁵

Selon l'ADEME, du fait de son climat, et de l'exposition de ses côtes, la France possède le deuxième gisement éolien d'Europe, après le Royaume Uni. Ce potentiel est plus important en mer, où les vents sont plus réguliers et ne rencontrent pas d'obstacles.

Selon le bureau d'étude *Espace Eolien Développement (EED)*⁶⁶, basé à Lille, il y aurait en France métropolitaine un potentiel éolien techniquement récupérable de plus de 50 TWh/an à un horizon de quinze ans :

	Puissance MW	Energie TWh/an	Nombre d'éoliennes	Surface sol m²
Pour les sites terrestres	11 197	29,469	7 466	1 400
Pour les sites en mer	6 465	21,661	1 293	808
Total :	17 662	51,130	8 758	2 208

La production d'un TWh/an exige une surface de 54 km² à terre et 38 km² en mer.

Les 7 466 éoliennes sur site terrestre annoncées dans cette étude, représentent moins de 17 % du nombre de pylônes 400 000 V installés en France et environ 2,5 % du nombre de pylônes des lignes de tension supérieures à 63 000 V.

La dispersion des exploitations sur le territoire national permet de limiter les pertes dues au transport de l'électricité.

L'investissement total est évalué à 120 milliards de Francs, soit environ 7000 F/kW installé (1067 EUR/kW installé). A nouveau selon EED, en actualisant à 6 % sur 20 ans et avec un coût

⁶⁴ "Ten percent of the World's electricity consumption from wind energy. Is that target achievable?", BTM Consult pour Forum for Energy and Development (FED). <http://home4.inet.tele.dk/btmcwind/index.html>

⁶⁵ Programme National de Lutte contre le Changement Climatique, Mission Interministérielle à l'Effet de Serre, Février 2000, page 149.

⁶⁶ www.espace-eolien.fr

d'exploitation évalué à 2,2 % de l'investissement initial par an (soit 2,6 milliards de FF), le coût actualisé du kWh serait de 25,5 centimes de francs.

Cette étude d'EED fait un rappel succinct de précédentes analyses du potentiel éolien. Notamment, l'étude *TERES* (DG XVII, Commission européenne, 1994) qui donne une estimation de 66 TWh/an onshore ; l'étude *Joule* de 1995, dans laquelle Garrad Hassan et Germanischer Lloyd estiment quant à eux le potentiel éolien offshore français à 477 TWh/an (440 pour l'atlantique, 37 pour la Méditerranée) ; l'étude *Wind Force 12* de Greenpeace et EWEA, parue en 2002, donne une évaluation du potentiel technique français de 85 TWh/an sur sites terrestres (chiffre tiré d'une étude du BTM Consult, 1993). Ce rapport évalue le potentiel technique mondial à 53 000 TWh/an d'ici 2020.

Antoine Saglio du Syndicat des Energies Renouvelables (SER), estime⁶⁷ que l'on peut raisonnablement s'appuyer sur le chiffre officiellement retenu par l'ADEME dans le cadre de la Directive européenne sur l'électricité renouvelable, à savoir 35 TWh pour l'offshore, et l'équivalent pour le terrestre à un horizon très court de 2010. Ce chiffre est celui sur lequel la France s'est basée pour adopter l'objectif qui fera passer la part des renouvelables dans l'électricité consommée, de 15 % (en 1997) à 21 %.

Bernard Chabot se montre quant à lui plus optimiste à plus long terme, et estime que le potentiel éolien français est de l'ordre de 60 TWh/an sur sites terrestres, et de 100 TWh/an offshore⁶⁸.

Toutes ces études nous indiquent que le potentiel éolien en France est particulièrement élevé. Pour les besoins de la présente étude, ce potentiel est donc nettement plus important que les constructions suggérées plus loin dans le texte, soit au maximum environ 6000 MW terrestres et 15000 MW en mer, et une production totale de 63 TWh à l'horizon de 25 ans. L'investissement d'EDF envisagé dans la présente étude n'a d'ailleurs pas à se cantonner au territoire hexagonal, puisque les marchés se situent à l'échelle de l'Europe avec notamment les zones les plus favorables de la mer du Nord, peu profondes, proches des lieux de consommation et très ventées. Selon une étude réalisée par le DEWI (Deutsche Windenergie Institut) de Wilhelmschafen (Allemagne), la production potentielle de l'offshore en mer du Nord dépasse de loin la consommation des pays riverains.

Ceci nous évite aussi de poser la limite que la société se donnera pour la production éolienne. Celle-ci passera par une répartition sensée et acceptée⁶⁹ des installations, entre sites en mer et sites terrestres. Sans préjuger de cette répartition, on a cependant limité dans les calculs la part de l'éolien terrestre pour deux raisons : ceci évite l'objection que ces éoliennes ne seraient pas acceptées par les populations, et aussi conserve à l'étude un caractère conservateur, puisque l'éolien terrestre reste pour longtemps moins cher que l'éolien en mer.

Les coûts de l'éolien

Le coût de la production d'électricité éolienne comprend essentiellement le coût d'investissement (construction et installation), les coûts d'exploitation et de maintenance, et le coût de démantèlement. Le coût du kWh dépend de la taille des machines et du parc, comme de la force, de la vitesse et de la disponibilité des vents.

Le coût de production d'électricité éolienne revient, pour les meilleures options en site terrestre, à 0,03 €/kWh en zones bien ventées, 0,05 €/kWh ailleurs. Pour l'offshore, Milborrow retient la fourchette de 0,06-0,09 €/kWh, en fonction de la vitesse du vent, et en utilisant un taux d'actualisation de 6,5 %.

⁶⁷ Communication personnelle.

⁶⁸ Communication personnelle.

⁶⁹ Ce qui suppose que des échanges aient pu être établis entre les différents acteurs en présence, c'est-à-dire entre les opérateurs, les collectivités locales, les services de l'Etat, les associations locales et les riverains (Quantin J., 2002 « Du global au local », *CLER Infos* 28, Dossier « Eolien et Développement local », Mars-Avril).

D'après lui, la différence entre le coût de l'éolien et celui de l'électricité à partir de sources fossiles est aujourd'hui faible, sans tenir compte des coûts externes sociaux et environnementaux (il donne comme fourchettes, pour le gaz 0,03-0,04 €/kWh, pour le charbon 0,04-0,05 €/kWh, et pour le nucléaire 0,05-0,07 €/kWh).

Cependant, toutes ces estimations de coût dépendent de plusieurs hypothèses, souvent hétérogènes entre les calculs : le taux d'intérêt, la durée de vie des projets considérée, la méthode d'actualisation, la durée des chantiers, etc...

Il nous faut donc descendre à un meilleur niveau de détail pour pouvoir comparer dans les mêmes termes avec la construction de centrales nucléaires : investissement, coûts récurrents de maintenance et d'exploitation, durée de vie, etc.

Investissement initial

Les dépenses à effectuer pour la construction d'une machine se répartissent comme suit⁷⁰ :

Composants	% (en valeur)
Pales	14 %
Moyeu	3 %
Multiplicateur	14 %
Génératrice	8 %
Roulements	4 %
Groupe hydraulique	8 %
Electricité	9 %
Nacelle et capot	8 %
Assemblage	3 %
Divers	5 %
Mât	24 %
total	100 %

D'après Espace Eolien Développement : www.espace-eolien.fr

Le prix des machines éoliennes baisse fortement avec la taille de l'installation : étant donné un effet de série limité, les petites éoliennes ont un prix unitaire élevé et comprennent des coûts d'installation et d'investissements annexes importants. Espace Eolien Développement estime le coût des projets selon les tailles des machines.

Ces données varient entre plus de 5000 €/kW pour une très petite éolienne non raccordée au réseau, à une fourchette de 1334 à 2000 €/kW pour des éoliennes moyennes sur un site, et enfin pour une centrale éolienne, de 1000 à 1250 €/kW installé. Ce dernier prix inclut 667 à 834 €/kW pour la partie turbine éolienne, le restant venant des fondations, voiries, réseau électrique interne, équipements techniques d'interface avec le réseau. Ces dépenses incluent les dépenses intercalaires et les suivis de projets, et sont donc bien comparables aux données utilisées pour le nucléaire.

Le consultant David Milborrow donne, lui, une fourchette de 1 000 €/kW à 700 €/kW selon la capacité des engins (de 300 à 2 000 kW)⁶. Là encore, il s'agit de donner un ordre de grandeur. Ce qu'il nous faut retenir, c'est que tous ces postes de dépenses initiales constituent pour l'éolien la plus grande part du coût de production. En conséquence, d'après Milborrow (ibid. note ⁷¹), l'éolien ne nécessitant pas d'approvisionnement en combustible, le coût du capital nécessaire à la construction et à l'installation

⁷⁰ Dans *Généralités sur l'énergie éolienne*, document réalisé par Espace Eolien Développement pour l'ARENE et l'ADEME, novembre 2002

⁷¹ Milborrow D., 2003. « Size Matters – Getting Bigger and Cheaper », *Wind Power Monthly* 19 (1), January.

d'un parc représente 80 % de ce coût de production. Ce sont les conditions de l'important emprunt à effectuer qui déterminent en fait le coût final. Dans la présente étude, ce point crucial est résolu en considérant que l'accès au crédit est rigoureusement le même pour le nucléaire et pour l'éolien.

Les dépenses relatives aux fondations, aux infrastructures de transport et d'accès au site, et au raccordement au réseau, suivent une tendance à la baisse, étant donné la multiplication des installations et l'assurance grandissante dans la technologie. A nouveau selon Milborrow, chaque doublement de la capacité installée s'est accompagné historiquement d'une baisse de 15 % des coûts de production des turbines.

L'indication la plus utile pour une étude comparative provient encore de Milborrow, qui présente, pour l'éolien sur site terrestre et l'éolien offshore, des indications de coûts réels, en fonction de la taille du parc et du lieu d'installation. Ces coûts représentent le budget d'investissement complet des projets :

Coûts d'un parc éolien en site terrestre, 2002

Parc éolien et localisation	Nombre d'éoliennes/ taille (kW)	Total MW	Coût (Millions)	Coût EUR/kW
Le Nordais, Canada	133 × 750	100	160 \$CAN	1 073
La Muela, Espagne	313 × 750	235	211 EUR	899
Sidi Daoud, Tunisie	Varié	8,8	7,8 EUR	886
Smola, Norvège	20 × 2 000	40	320 CN*	903
Soutra, Ecosse	26 × 660	17,2	£ 12	1 010
King Mountain, Texas	214 × 1300	278	280 \$US	1 000

Source : Milborrow, 2003 in Windpower Monthly.

* Couronnes norvégiennes.

Il s'agit de fermes éoliennes récemment installées.

Coût d'un parc éolien offshore

Parc éolien et localisation	Nombre d'unités*	Total MW	Coût (Millions)	Coût EUR/kW
Middelgrund, Danemark	20	40	50 EUR	1 250
Stengrund, Suède	5	10	120 CS**	1 150
North Hoyle, Grande-Bretagne	30	60	£ 74	1 936
Horns Rev, Danemark	80	160	268 EUR	1 675
Nysted, Danemark	72	166	230 EUR	1 389
Generic, Grande-Bretagne	n. d.	100	£ 100	1 570

Source : Milborrow, 2003 in Windpower Monthly.

* 2 MW chacune, sauf Nysted : 2,3 MW. ** Couronnes suédoises.

Il s'agit de fermes récemment installées, ou en projet.

Ces chiffres peuvent bien entendu être critiqués, par exemple dans certains cas, les chiffres peuvent inclure des dépenses telles que les intérêts intercalaires durant le chantier, qui sont comptabilisés par ailleurs dans le calcul. L'avantage est cependant indéniable d'utiliser ces données pour le calcul comparé, puisque ces données sont peu contestables par rapport à des projections. On a donc utilisé la moyenne de coût constaté lors de ces projets, soit 962 €/kW pour les éoliennes terrestres, et 1495 €/kW pour les projets en mer. Le rapport CDP de 1999 utilisé par ailleurs en référence donne une valeur pour une centrale éolienne (sur la base de machines standard de 1,5 MW) de 1076 €/kW en 2000 puis de 853 €/kW en 2020. Cette valeur est très similaire à celle employée dans le présent rapport et est suivie d'autres baisses sur les périodes suivantes.

Valeurs du rapport CDP pour l'investissement éolien (machine de 1,5 MW)

Année	2000	2020	2030	2040	2050
Valeur (en F/kWe)	7060	5600	4480	3920	3360
En €/kWe	1076	853	682	597	512

Le rapport Wind Force 12 réalisé par le groupement industriel de l'éolien en Europe (EWEA) donne un coût actuel de 765 \$/kWe en 2001 sur terre puis de 555 \$/kWe en 2010 et 494\$/kWe en 2020 (soit 668 €/kW en 2001, 500 €/kW en 2010 et 444 €/kW en 2020⁷²). Les chiffres retenus pour l'étude DETENTE sont donc conservateurs vis-à-vis de cette étude de référence.

Ces valeurs communes à toutes les hypothèses pour 2001 sont assorties de baisses de prix plus ou moins accentuées selon les scénarios, ce qui aboutit à un prix unitaire détaillé dans le tableau suivant :

Coût d'investissement des projets éoliens (€/kWe) dans le scénario DETENTE						
Variante		2005	2010	2015	2020	2025
DETENTE	Terre	859	767	685	611	582
	Mer	1495	1335	1192	1064	967
Variante EoP-H	Terre	916	848	785	727	706
	Mer	1495	1410	1331	1255	1184
Variante EoP-B	Terre	802	668	557	464	422
	Mer	1424	1187	989	824	749

En outre, pour l'investissement postérieur à 2025, on considère une baisse de coût variant entre 1%/an (défavorable à l'éolien) à 2%/an (favorable à l'éolien)

Charges récurrentes d'exploitation et de maintenance :

La phase d'exploitation fait intervenir des frais d'entretien, de maintenance et d'assurance, qui nécessitent une prise en compte rigoureuse. Les frais annuels d'exploitation représentent environ 2 à 3 % de l'investissement.

Les coûts de référence de la DIGEC utilisent une référence à 3% en 2000 tandis que le rapport CDP monte à 4% pour l'éolien terrestre. C'est ce chiffre pessimiste pour l'éolien qui est retenu dans l'hypothèse « officielle », tandis que le chiffre de 3% tendant vers 2% au fur et à mesure du développement du secteur est retenu dans l'estimation DETENTE. Ces derniers chiffres correspondent aux estimations utilisées par les professionnels d'autres pays.

Pour l'éolien en mer, qui se voit souvent attribuer des coûts de maintenance-exploitation nettement supérieurs à ceux des éoliennes terrestres, on a utilisé une estimation très pessimiste, celle du rapport DEWI de 2000, qui considère une dépense annuelle de 7,5% fonction de l'investissement dans les projets neufs⁷³.

Par surcroît, l'étude DEWI considère un changement régulier de turbine. Ce changement de la turbine est donc provisionné tous les quinze ou vingt ans (selon la durée de vie projetée) comme suggéré dans la même étude analytique des coûts de l'éolien off-shore. Ces sommes sont ajoutées aux prix de base des projets présentés au paragraphe précédent et s'ajoutent aux frais de maintenance. Ceci permet d'assurer aux projets éoliens une durée de vie équivalente à leurs concurrents nucléaires.

⁷² Wind Force 12, a blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020, réalisé par EWEA (European Wind Energy Association et Greenpeace, 2001).

⁷³ Deutsches Windenergie Institut (DEWI), « North Sea Offshore Wind, a powerhouse for Europe », étude réalisée pour Greenpeace, octobre 2000.

Les coûts de fonctionnement sont résumés dans le tableau ci-après :

Année		Coût de fonctionnement des projets éoliens (€/kWe)				
		2005	2010	2015	2020	2025
DETENTE	Terre	26	23	20	18	17
	Mer	112	95	81	69	59
EoP-H	Terre	27	26	24	21	19
	Mer	112	107	101	89	78
EoP-B	Terre	24	20	17	15	14
	Mer	107	85	68	55	44
Rappel CDP		2000			2020	
		48			48	

Au-delà de 2025, les frais de maintenance continuent de baisser mais plus lentement, selon le rythme donné par le tableau ci-dessous. A noter que ces frais n'incluent pas l'obsolescence des turbines, puisque ces dernières sont changées tous les quinze ans (sommées intégrées dans l'investissement). Enfin, au-delà de 2050 les coûts sont stables.

Baisse annuelle au-delà de 2025 (%)		
DETENTE	Terre	0,5
	Mer	1,2
EoP-H	Terre	0,3
	Mer	0,8
EoP-B	Terre	0,8
	Mer	1,5

Productivité de l'éolien

Concernant la production électrique d'un parc éolien, « la variabilité de l'énergie éolienne dans le temps n'est pas trop gênante en cas de connexion à un grand réseau de distribution, lequel « absorbe » les fluctuations du vent »⁷⁴. Selon l'ADEME et le CLER, « plus la vitesse moyenne du vent sur un site est importante et plus le prix de production du kWh éolien diminue »⁷⁵. En outre, on peut ajouter, avec Milborrow, que plus une éolienne est grande, qu'elle gagne en hauteur, plus elle récupère des vents de force supérieure, plus elle produit d'électricité, et entraîne en conséquence une baisse sensible du coût. Dans les années à venir, du fait des progrès techniques et de la baisse du coût d'installation, le coût du kWh éolien devrait encore considérablement diminuer. En 1997, une ferme éolienne disposant d'une vitesse moyenne de vent de 7,5 m/s produisait un kWh à 6,10 centimes d'euros. Une ferme équivalente « produira en 2005 un kWh sous la barre des 4,6 centimes d'euros »⁷⁶. Selon une analyse de Lena Neij⁷⁷, le coût de l'électricité éolienne devrait pouvoir être réduit presque de moitié (45 %) d'ici 2020. Cela tient, d'une part, à la réduction des coûts des éoliennes, d'autre part, à l'amélioration des performances des engins et à la baisse des coûts d'exploitation et de maintenance.

⁷⁴ Vernier J., 1997. *Les énergies renouvelables*, Que sais-je ?, PUF, Paris.

⁷⁵ « Eoliennes et aspects économiques », fiche n°5, dans ADEME & CLER, 2002. *Des éoliennes dans votre environnement ? 6 fiches pour mieux comprendre les enjeux*, février.

⁷⁶ *ibid.*

⁷⁷ « Cost Dynamics of Wind Power », *Energy* 24, 1999.

Bernard Chabot, expert des énergies renouvelables à l'ADEME, a récemment⁷⁸ effectué une évaluation des coûts de référence (CDR) de l'éolien en France aux horizons de mise en service industriel des installations en 2007 et 2015. Les conclusions de cette étude sont les suivantes :

– Pour l'éolien sur site en mer (« offshore ») :

« A horizon de mise en service industriel 2007 (projets décidés typiquement en 2003), le CDR de l'éolien en mer varie dans l'hypothèse de référence d'actualisation à 10 % réels de 7,1 c€/kWh sur un site en mer de très bonne qualité (productivité de 3 800 heures/an et vitesse annuelle moyenne de 9,5 à 10 m/s au moyen) à 8,4 c€/kWh sur un site en mer de qualité moyenne (productivité 3 200 h/an, 8,5 m/s au moyen) et à 10,4 c€/kWh sur un site en mer de qualité médiocre (productivité 2 600 h/an, 7,5 m/s au moyen). A l'horizon 2015, les CDR baisseront respectivement à 5,9, 7 et 4,9 c€/kWh pour les productivités de 3 800, 3 200 et 2 600 h/an. [...] Avec [un] taux d'actualisation de 8 % réels, les CDR seraient alors en 2015 de respectivement 5,4, 6,4 et 7,8 c€/kWh sur les sites de qualité décroissante. A long terme (2030), les CDR de l'éolien en mer seraient de l'ordre de 4, 5 et 6 c€/kWh. »

– Pour l'éolien sur site terrestre :

« A horizon de mise en service industrielle 2007 (projets éoliens décidés typiquement en 2004), le CDR de l'éolien à terre varie dans l'hypothèse de référence d'actualisation à 8 % réels de 4,59 c€/kWh sur un site de bonne qualité (productivité de 3 000 heures/an et vitesse annuelle moyenne actuellement de 7,5 à 8 m/s au moyen) à 5,74 c€/kWh sur un site de qualité moyenne (productivité 2 400 h/an, actuellement 6,6 à 7,2 m/s au moyen) et à 6,88 c€/kWh sur un site de qualité médiocre (productivité 2 000 h/an, actuellement 6 à 6,4 m/s au moyen). [...] La baisse des CDR à l'horizon 2007 est de 18 % par rapport aux CDR 2001. Celle des CDR à l'horizon 2015 sont de 29 % par rapport aux CDR 2007 et de 42 % par rapport aux CDR 2001. Il y a donc une très forte probabilité réelle de baisses de coûts de référence du kWh éolien de 2001 à 2007 puis 2015. [...] Dès 2015, avec des CDR respectivement de 3,25, 4,06 et 4,87 c€/kWh pour les productivités de 3000, 2400 et 2000 h/an, l'éolien terrestre sera une des filières de production en masse d'électricité dont les coûts directs majorés des externalités seront largement inférieurs à ceux des énergies fossiles majorés eux aussi de leurs externalités. »

Ainsi, « dans cette analyse, à tous les horizons temporels de 2007 à 2030 l'éolien en mer produit un kWh plus coûteux que l'éolien à terre sur les sites de qualités respectives équivalentes (très bonne, moyenne et médiocre). »

Pour les besoins des scénarios, ce sont des valeurs moyennes qui ont été retenues, soit 2500 heures à terre et 3580 heures en mer. Pour l'hypothèse pessimiste pour l'éolien, les chiffres retenus sont les plus bas de ceux employés par le rapport CDP, soit 2700 heures à terre et 3100 heures en mer. A titre indicatif, le tableau ci-dessous mentionne les durées de fonctionnement retenues par le rapport CDP qui prévoit une productivité croissante des machines dans le temps.

Productivité de l'éolien	unité	Terre	Mer
DETENTE	h/année	2800	3300
EoP-B	h/année	3020	3500
EoP-H	h/année	2700	3100
Rapport CDP (à titre indicatif)			
		2010	2700
		2020	2800
		2030	2900
			3100
			3200
			3300

⁷⁸ Chabot B., 2002. « Premières conclusions tirées de l'analyse économique des projets éoliens à terre et en mer », ADEME-CLAROM, Séminaire « Eoliennes offshore » tenu à l'IFP, Rueil Malmaison, 21 novembre 2002.

Durée des projets et des chantiers

Pour l'éolien nous avons considéré un cycle long de cinq ans entre le lancement du projet et la mise en service. La répartition de l'investissement est donnée par le tableau suivant :

Année	-5	-4	-3	-2	-1	0	1
Dépenses (en %)	1	1	2	3	30	60	3

Cela signifie que pour un taux d'actualisation de 8%, les intérêts intercalaires représentent une proportion de 3,8% du coût de base de l'investissement, et de 2,3 dans le cas d'une actualisation à 3%.

Cette séquence est également utilisée plus loin dans le rapport pour corréliser les emplois créés et le rythme des investissements.

Durée de vie des machines

Le rapport CDP considère que les machines ont une durée de vie de 15 ans jusqu'en 2030 puis de 20 ans après cette période.

Par ailleurs, l'investissement de remplacement pour l'off-shore est le chiffre pessimiste donné par l'étude de l'institut DEWI de Wilhemshaven⁷⁹, qui considère un remplacement de la partie turbine mais pas celui des fondations.

On considèrera un remplacement régulier de la partie turbine jusqu'à concurrence de 60 ans. Ces provisions permettent d'aligner les durées de vie entre les machines nucléaires et éoliennes.

Si l'on considère cette durée de vie de 15 ans pour les turbines, très conservatrice par rapport aux durées observées ou prédites, les provisions à prendre en compte pour une actualisation de 8% sont données dans le tableau suivant en proportion du coût de la turbine :

Provision pour remplacement des turbines (en %)	Premier remplacement	Second remplacement	Troisième remplacement	Provision totale
15 ans	11,03	3,48	1,1	15,61
20 ans	7,51	1,61	0	9,12

La turbine à remplacer représente en mer 35% de l'investissement, et sur terre 60% de cet investissement. Par simplification, ces données très conservatrices sont considérées pour l'ensemble des variantes d'hypothèses.

Démantèlement des sites éoliens

Le devenir sur le long terme d'un site éolien n'est pas le même que celui d'un site radioactif, puisque les pièces d'une éolienne peuvent être en grande partie récupérées. Même si un site éolien n'est pas contaminé du point de vue radioactif et ne constitue donc pas un passif pour les générations futures, il peut être légitime de prévoir un possible démontage. On a donc prévu de provisionner une somme de 20% de l'investissement initial pour ce faire. Cette prévision est effectuée dans les mêmes conditions – critiquables on l'a vu – que pour l'investissement dans un réacteur nucléaire. Pour la construction éolienne dans le scénario DETENTE cela représente environ 1,2 milliards d'Euros (contre 603 millions pour le réacteur EPR).

⁷⁹ Deutsches Windenergie Institut (DEWI), « North Sea Offshore Wind, a powerhouse for Europe », étude réalisée pour Greenpeace, octobre 2000.

Curieusement, le coût de revient par kWh est très proche de celui utilisé pour le nucléaire avec la même actualisation. Cette valeur pour l'éolien peut donc être considérée comme largement conservatrice.⁸⁰ Ces données n'influencent cependant pas les résultats tant l'actualisation écrase cette fraction du coût à l'horizon de 60 ans.

Eolien et impacts environnementaux

Les impacts environnementaux potentiels de l'énergie éolienne concernent : les habitats naturels et la faune sauvage (et plus particulièrement l'avifaune), le paysage (avec quatre-vingts mètres de hauteur elles sont effectivement visibles de loin), le volume sonore, les interférences électromagnétiques, et l'énergie et les matériaux consommés pour construire les machines et les infrastructures⁸¹. Toutefois, pour chacun de ces aspects négatifs de l'éolien, des solutions existent. Par exemple, la « pollution visuelle » peut être réduite par le changement de design⁸², le risque de porter atteinte aux oiseaux peut être significativement diminué en pratiquant une évaluation environnementale préliminaire sur le lieu pressenti pour l'installation éolienne et à travers de nouveaux développements technologiques (Cf. Magoha (2002)), ou encore la gêne sonore occasionnée (ou le son de l'engin perçu comme « gêne ») peut être affaiblie davantage, également *via* des modifications technologiques.

Si la construction (énergie et matériaux, acier notamment) et l'installation (énergie et transport) d'éoliennes ont un impact, leur fonctionnement – en ne tenant pas compte de l'énergie d'appoint nécessaire en cas de vents trop faibles : diesel ou hydraulique – n'engendre pas d'émissions, qu'elles soient néfastes pour la qualité de l'air ou le climat global, ne requiert aucune extraction de combustible (et partant, ni son transport, ni son stockage), n'entraîne pas de pollution de l'eau puisqu'il ne nécessite pas, notamment, d'eau de refroidissement, et enfin, ne produit pas de déchets, en particulier de déchets toxiques ou radioactifs à longue durée de vie. Ainsi, comparativement à celles associées aux technologies nucléaires et fossiles, les nuisances des technologies éoliennes sont *a priori* minimales, tout du moins, bien moindres. En outre, l'arrêt de l'exploitation d'un parc éolien indique la fin des nuisances correspondantes, lorsque celles-ci demeurent encore : nuisances sonores, visuelles, électromagnétiques et écologiques. Celui d'une centrale nucléaire ne met fin en rien au revers toxique de cette technologie, à savoir la fin du cycle du combustible, qu'il reste à gérer pour des centaines d'années au moins⁸³.

Dans un récent article⁸⁴, Luc Gagnon *et al.* dressent les résultats de différentes analyses de cycle de vie (ACV) réalisées au cours des dix dernières années sur différentes options envisageables pour la production d'électricité : diesel, charbon, nucléaire, hydraulique, solaire, éolien, biomasse et hydrogène. D'après cette étude comparative à caractère générique, l'éolien et l'hydraulique regroupent les meilleures « performances », y compris en termes de besoins en espace. Le nucléaire est également bien évalué dans ce type d'étude, à condition, toutefois, de faire une large abstraction des déchets radioactifs et du risque d'accidents catastrophiques, difficiles, selon les auteurs, à inclure dans une ACV. L'une des mesures utilisées pour parvenir à cette « hiérarchisation » est celle du « retour énergétique » ou « *Energy Payback* », qui correspond au rapport entre l'énergie produite par l'option

⁸⁰ D'après Makhijani A., 2000. « Eolien contre plutonium : une étude comparative », *Energie et Sécurité* n° 10, IEER. Ces coûts de démantèlement, comprennent en fait « la dépose, le recyclage et la mise en décharge de toute la structure (y compris la fondation de l'éolienne) alors que le démantèlement des centrales nucléaires laissera des éléments radioactifs à longue durée de vie sur place et exigera probablement du terrain non utilisable pour un usage productif pour une longue période ».

⁸¹ Magoha P., 2002. « Footprints in the Wind? Environmental Impacts of Wind Power Development », *Refocus*, September/October. Voir également ADEME & CLER, 2002. *Des éoliennes dans votre environnement ? 6 fiches pour mieux comprendre les enjeux*, février.

⁸² Furze J., 2002. « Stealth Wind Turbines », *Refocus*, March/April. Article qui, parmi d'autres, présente un certain type de construction éolienne qui tient compte des gênes esthétiques fréquemment soulevées.

⁸³ Krewitt W., 2002. « External Costs of Energy – Do the Answers Match the Questions? Looking Back At 10 Years of ExternE », *Energy Policy* 30.

⁸⁴ Gagnon L., Bélanger C., Uchiyama Y., 2002. « Life-Cycle Assessment of Electricity Generation Options : The Status of the Research in Year 2001 », *Energy Policy* 30.

technologique au cours de sa durée de vie et l'énergie investie dans la construction, l'entretien et l'exploitation de l'option en question. Ainsi, malgré que cela puisse varier en fonction des sites, l'éolien obtient un ratio de 80, derrière l'hydraulique (de 205 à 267 selon la présence ou non d'un réservoir), mais devant le nucléaire (16) et les combustibles fossiles (de 5 à 7). L'analyse des émissions de gaz à effet de serre pendant le cycle de vie donne également à l'éolien un net avantage sur la plupart des autres options, ce que confirme, en outre, une étude réalisée par l'Öko-Institut (Allemagne), dont l'agence WISE-Paris a repris les résultats dans un rapport sur l'énergie nucléaire et les changements climatiques⁸⁵.

Les incertitudes concernant les coûts externes des énergies renouvelables

Les coûts externes des énergies renouvelables sont faibles au regard de l'expérience actuelle. Sur la base des coûts déterminés par les différentes équipes en charge des différentes parties, des calculs d'incertitude ont été effectués selon la même méthode que celle exposée pour les polluants atmosphériques des centrales thermiques classiques.

Toutefois, compte tenu de l'importance très grande du site et de l'emprise au sol pour les coûts externes générés par une installation hydroélectrique ou une éolienne, les équipes ExternE ont produit diverses estimations, dont la plus haute et la plus basse ont à chaque fois été retenues pour les calculs d'incertitude.

En réalité, les nuisances possibles de l'éolien sont à la fois locales et rapprochées dans le temps, ce qui les distingue des nuisances plus lointaines et diffuses du nucléaire. Les coûts externes sont décomptés de plus en même temps que les coûts de fonctionnement, c'est-à-dire qu'ils dépendent de l'actualisation et notamment d'une grandeur controversée du « coût de la vie future », ce qui le rend sujet à polémique. Mais pour la présente étude, l'essentiel est de n'utiliser que des valeurs sans polémique.

Les résultats les plus récents⁸⁶ utilisés par les pouvoirs publics décrivent des machines fonctionnant dans divers pays européens.

Domage €/MWh	Allemagne	Angleterre	Danemark	Danemark	Espagne	Grèce
Filère	Terrestre	Terrestre	Terrestre	Off-shore	Terrestre	Terrestre
ExternE	0,37-1,3	1,2-2,3	0,59-2,55	0,67-3,65	1,7-2,4	2,2-3,3

En hypothèse pessimiste pour l'éolien (« variante EoP-H ») on prend la valeur la plus élevée de l'étude, soit 3,65 €/MWh. La plus favorable (« variante EoP-B ») on prend la médiane de la fourchette la plus favorable, celle utilisée en Allemagne soit 0,84 €/MWh. En référence, on prend la médiane de ces deux valeurs, soit 2,24 €/MWh.

⁸⁵ Schneider M., 2000. *Changements climatiques et énergie nucléaire*, WISE-Paris, rapport pour le WWF International, août. Voir également Schneider M., 2000. « Oui, le nucléaire produit des gaz à effet de serre », *L'Ecologiste* 1 (2), hiver. Sur l'énergie nucléaire et une analyse du cycle entier, voir Charpin J.-M., Dessus B., Pellat R., 2000. *Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire*, Rapport au Premier Ministre, La Documentation Française, Paris : http://www.ladocfrancaise.gouv.fr/fic_pdf/charpinnucleaire.pdf.

⁸⁶ DIGEC 2003, note provisoire, tableau 23 p. 65.

Résumé des coûts de l'éolien

On peut ici rappeler les hypothèses prises pour les coûts de l'éolien

Résumé des hypothèses sur l'EPR				
	Unités	Scénario DETENTE	Variante EoP-H	Variante EoP-B
Durée de vie économique	Années	15 ans	60 ans	50 ans
Durée de chantier	Années	4	4	4
Facteur de production (à terre)	Heures/an	2800	2500	3020
Facteur de production (en mer)	Heures/an	3300	3100	3500
Investissement terrestre	€kWe base 2001	Base 962 €kWe puis baisse	Idem	Idem
Investissement off-shore	€kWe base 2001	Base 1995 €kWh puis baisse	Idem	Idem
Intérêts intercalaires (8% d'actualisation)	%	3,8% de l'investissement		
Intérêts intercalaires (3%)	%	2,3% de l'investissement		
Fonctionnement	€MWh	Voir tableau		
Démantèlement	€kWe	20% de l'investissement initial	Idem	Idem
Combustible	€MWh	Pas lieu	Pas lieu	Pas lieu
Retraitement et/ou stockage	€MWh	Pas lieu	Pas lieu	Pas lieu
Assurance risque nucléaire	€MWh	Pas lieu	Pas lieu	Pas lieu
Coûts externes	€MWh	2,24	3,65	0,84
* Hors intérêts intercalaires et démantèlement DETENTE 2003				

Energie éolienne et emploi

Le gisement d'emplois dans le secteur des énergies renouvelables est unanimement considéré comme important. En Allemagne, cette filière emploie directement et indirectement déjà près de 45000 personnes, selon le German Wind Power Association⁸⁷. Au Danemark, le chiffre était d'environ 16000 personnes en 2001. L'installation d'une ferme éolienne peut être localement positive en termes de retombées fiscales, mais également d'emploi, dans les travaux de construction, qui peuvent être confiés à des entreprises locales, et dans les travaux d'exploitation et de maintenance où des emplois peuvent être créés. Aux contributions de l'éolien à la protection de l'environnement – en fonctionnement, une éolienne n'utilise aucun combustible, et donc n'émet pas de gaz à effet de serre, et ne produit pas de déchets, notamment de déchets toxiques ou radioactifs –, s'ajoutent ainsi celles au développement local.

L'étude de référence Wind Force 12, qui estime qu'à l'horizon 2020 l'éolien peut contribuer pour 12% de l'électricité dans le monde, estime l'impact d'une telle politique à 1,475 millions d'emplois. Un tel programme a une autre particularité, c'est que le remplacement des machines –à partir de deux décennies- fait appel aux mêmes métiers que l'investissement initial. Ceci assure que l'industrie subit moins d'à-coups, et que le progrès technique est continu.

Il existe très peu d'études complètes récentes (depuis 1999 et en France tout particulièrement) sur le potentiel d'emplois dans la filière éolienne. Néanmoins, on trouve quelques analyses qui, comme les plus anciennes, donnent à croire qu'une promotion des énergies renouvelables, et de l'éolien en particulier, se traduirait à terme par une création nette d'emplois.

Une première étude a été coordonnée par ECOTEC, pour le programme européen ALTENER (1998-99). Elle étudie quels seront les impacts des énergies renouvelables sur l'emploi en Europe d'ici 2020 ? Il est envisagé que la proportion d'énergie produite à partir de sources renouvelables augmentera d'un facteur de 2,4 environ, pour passer de 440 TWh en 1995 à 1 066 TWh en 2020 ; avec une capacité éolienne qui atteindrait les 50 000 MW en 2020. Cet accroissement de la part du renouvelable pourrait entraîner la création de plus de 900 000 nouveaux emplois d'ici 2020. L'étude annonce que l'impact global sera un accroissement net du nombre d'emplois en Europe. Ce résultat prend en compte à la fois les effets directs (dans l'industrie de l'énergie), indirects (dans le reste de l'économie) et ceux induits par la réorientation des subventions notamment. Pour une production énergétique similaire, les technologies des énergies renouvelables sont généralement plus intensives en travail que celles des énergies conventionnelles.

Emplois créés dans l'éolien en Europe d'ici à 2020
(nouveaux emplois « Full Time Equivalents » (FTE) nets, par rapport à 1995)⁸⁸

	FTE C&I			FTE O&M			Total FTE (C&I + O&M)		
	2005	2010	2020	2005	2010	2020	2005	2010	2020
Eolien	11 925	17 983	21 315	- 2 705	- 5 129	7 312	9 220	12 855	28 627

Le tableau ci-dessus concerne l'impact sur l'emploi d'une augmentation de la part de l'éolien dans l'apport énergétique en Europe à l'horizon 2005, 2010 et 2020, par rapport à l'année de référence 1995. Les emplois créés le sont essentiellement dans le domaine de la construction et de l'installation (C&I). Le poste « exploitation et maintenance » (dans le tableau, O&M pour « Operation and

⁸⁷ Bundesverband WindEnergie, « German wind power still flying high », 22 of February 2003, BWE, Osnabrück. www.wind-energie.de.

⁸⁸ Les effets sur l'emploi sont mesurés en « équivalents plein temps » (Full Time Equivalents) : « The number of FTE working in the economy is calculated from adding full-time workers to part-time and seasonal workers weighting the latter two according to how many hours a year they work. »

Maintenance ») concentreraient à terme les pertes nettes d'emplois. Effectivement, les renouvelables, en particulier l'éolien et le solaire, nécessiteraient un effort d'entretien moindre.

Pour la France, l'analyse réalisée aboutit à la prévision de plus de 87 000 emplois créés en 2005 et jusqu'à près de 135 200 en 2020, toutes énergies renouvelables confondues.

Une autre étude a été réalisée par Frédéric Tuillé pour le magazine systèmes solaires⁸⁹: Quels sont l'état et les perspectives de l'emploi dans l'industrie de l'éolien ? Lorsque l'on parle d'évaluer les créations et destructions d'emplois, il convient de distinguer les emplois directs (les personnes qui travaillent dans la fabrication des aérogénérateurs, qui les installent sur site, c'est-à-dire BTP, construction électrique ou mécanique, et qui les font fonctionner), des emplois indirects (les secteurs amont qui fournissent biens (acier par exemple) et services (bureaux d'études notamment) à l'industrie de l'éolien). Les chiffres qui figurent dans cet article concernent essentiellement le Danemark, qui en 1998 comptait un total de 12 000 emplois créés.

Pour la comparaison entre filières énergétiques, on calcule généralement deux types de ratios : le nombre d'emplois par dépenses d'investissement, et le nombre d'emplois par unité d'énergie, ou de puissance, c'est-à-dire emplois créés par MW installés/an ou emplois créés par GWh produits. Leur objectif principal est de donner un ordre de grandeur approximatif, et ils doivent donc être interprétés avec précaution. L'étude TERES de la Commission européenne (1994) donne la fourchette de 16 à 27 hommes-an/MW pour les emplois créés dans la construction et l'installation des éoliennes. L'ADEME utiliserait quant à elle le ratio de 20 hommes-an/MW installé pour la France. Le ratio de 150 hommes-an/GWh produits aurait été utilisé, à nouveau par l'ADEME, concernant les emplois dans l'exploitation et la maintenance.

Enfin, l'EWEA, (European Wind Energy Association) qui fédère en Europe les professionnels de l'éolien, a réalisé avec Greenpeace le rapport Wind Force 12 (déjà cité).

Cette étude cherche à répondre à la question de savoir si l'énergie éolienne peut atteindre d'ici 2020, 12 % de la demande d'électricité globale. Quel est alors le gisement éolien mondial et où se trouve-t-il ? Quel est l'état actuel du marché de l'éolien et son taux de croissance potentiel ? Où en est la technologie éolienne et quels sont ses coûts ? Conclusions du rapport : atteindre 12 % de la part de la demande d'électricité globale, à partir de l'éolien, et d'ici 2020 (soit 1 200 GW), nécessitera un investissement estimé ici à 628,6 milliards de dollars. 150 000 MW devront pouvoir sortir d'usine chaque année.

Dans l'aspect qui nous concerne ici, l'emploi, l'étude *Wind Force 12* aboutit à un total de 1 475 millions de postes créés dans le monde d'ici 2020, dans la construction, l'installation et d'autres travaux relatifs à l'industrie de l'éolien. Pour évaluer ce potentiel d'emplois, les auteurs se sont notamment appuyés sur les données de l'étude réalisée par le Danish Wind Turbine Manufacturers Association en 1996, considérée à ce jour comme la plus détaillée¹⁵. En termes de ratios, l'hypothèse de base qu'ils retiennent est celle de 17 hommes-an par MW construit et de 5 emplois-an par MW installé. L'étude prospective aboutit, en termes d'emplois-an/MW, aux évaluations suivantes :

Années	2005	2010	2015	2020
Emploi-an/MW	14,7	12,2	10,9	9,8

⁸⁹ Tuillé F., 1999. « On embauche aux ateliers du vent », *Systèmes Solaires* 129

¹⁵ DWTMA, 1996. *Employment in the Wind Power Industry*, Wind Power Note 2, March.

Estimation des emplois dans l'éolien

Dans le cas des éoliennes on-shore, le chiffre d'affaire par MW installé est d'environ 900-1000 €/MW sur base de coûts réels observés sur appels d'offres. De même, pour les éoliennes off-shore le coût utilisé, qui a été observé sur divers appels d'offres récents, est estimé entre 1150 et 1600 €/MW.

La méthode utilisée à la base de l'étude est la même que pour l'EPR, à savoir que l'on considère une corrélation entre les chiffres d'affaires dépensés pour la maintenance et l'investissement dans des machines, et les emplois créés ou maintenus dans les industries correspondantes (Bâtiment et Travaux Publics, Mécanique de précision, électrotechnique). Les ratios d'emploi sont calculés sur la base des valeurs ajoutées des entreprises, ce qui évite de multiplier les discussions sur les « emplois induits » puisque par définition, la valeur ajoutée ne comporte pas d'achats ou de sous-traitance.

Pour les besoins de l'étude, on considère que la proportion d'industries « haute technologie » comme la maintenance off-shore ou les matériaux composites (pour l'éolien), la robotique ou la métallurgie réfractaire (pour le nucléaire) ou encore l'élaboration de codes de calculs sophistiqués (pour les deux cas), vis-à-vis de professions moins « nobles » comme la fabrication et la pose du béton, est la même pour le nucléaire que pour l'éolien. En tout état de cause, pour les besoins du calcul, ce caractère plus ou moins « high-tech » joue en proportion inverse du nombre d'emplois.

De même, la proportion de composants importés –vue pour l'industrie dans son ensemble- est considérée à l'équilibre pour le pays, aussi bien pour l'éolien que pour le nucléaire. Cette dernière question mériterait d'être creusées, car l'industrie française de l'éolien actuelle possède plusieurs industriels fortement exportateurs de pièces (roulements à bille, couronnes, génératrices) alors que les industriels ensembleurs sont plutôt plus faibles proportionnellement. Ici encore, le caractère multinational des investissements est probable et influera dans tous les cas sur les échanges de pièces ou de technologies.

Dans le cas de l'investissement initial, dont une grande part est réalisé en usine (fabrication et montage de la turbine) la productivité peut être supérieure à celle d'un réacteur monté sur site. C'est pourquoi sur cette partie de la dépense et pour rester conservateurs, on utilise l'étude la plus complète, réalisée par l'Association Danoise des Constructeurs, qui prend comme base de départ un ratio de 14,7 années-homme pour chaque mégawatt installé. Ceci dépend évidemment des évolutions de prix et on utilise la diminution estimée par l'étude danoise des constructeurs, soit les ratios suivants :

	2005	2010	2015	2020
Eolien on-shore	14,7	12,2	10,9	9,8
Eolien off-shore	19,11	15,86	14,17	12,74
<i>Emploi à temps plein équivalents annuels par mégawatt installé</i>				

Ces ratios sont inférieurs dans le cas de l'investissement à ceux que l'on trouve en utilisant un ratio de valeur ajoutée médian entre les branches concernées de 0,05 M€/emploi/an (identique à celui employé pour l'EPR). En utilisant cette méthode on trouve en effet des chiffres entre 20% supérieurs (pour l'éolien terrestre) et 40% supérieurs (pour l'éolien off-shore). Ce choix assure ainsi que les résultats sont bien conservateurs en faveur de l'EPR dans la comparaison.

A noter que cette évolution défavorable pour l'emploi évolue à l'inverse des objectifs de réduction des coûts et donc d'augmentation de la productivité des industriels. Ces deux calculs sont réalisés sur les valeurs ajoutées des branches concernées, sur la base de l'investissement brut hors intérêts intercalaires.

Pour la maintenance, on utilise les ratios de l'industrie du BTP et de la construction électro-mécanique pour obtenir les emplois équivalents. On considère –comme pour l'EPR- que ces emplois sont corrélés avec les dépenses réalisées dans l'industrie.

L'off-shore se différencie de l'éolien terrestre avant tout pour sa proportion plus importante de maintenance (environ 2,5 fois la maintenance à terre) qui augmente les taux d'emplois par GWh produit. Si l'on considérait une proportion moindre de maintenance (par exemple une maintenance 50% plus élevée en mer qu'à terre), alors l'équilibre économique se romprait encore plus en faveur de l'éolien.

Les coûts induits dans le système : taux d'utilisation et intermittence

Avant de passer à la simulation comparée des programmes d'investissement éolien et nucléaire, il nous faut discuter de deux points liés à l'insertion des énergies dans le système électrique. Ces points concernent à la fois l'éolien et le nucléaire.

Le taux d'utilisation

Le taux de disponibilité, c'est-à-dire la possibilité technique de fonctionner sans panne et sans arrêts pour la maintenance, est essentiel pour comparer l'économie des projets.

- Les caractéristiques de l'EPR

Dans le cas du nucléaire, ce chiffre n'est pas seulement une donnée technique liée à la maintenance programmée et aux pannes fortuites. L'utilisation du réacteur peut aussi être limitée par les pannes du réseau de transport. Mais surtout, le système peut ne pas être capable d'absorber l'énergie en base que les centrales pourraient produire. La caractéristique du nucléaire est en effet de devoir produire de façon la plus constante possible pour être rentable. Toute variation dans le fonctionnement représente très peu d'économies sur le combustible, induit un vieillissement et surtout limite l'amortissement des équipements, le facteur essentiel de l'économie du nucléaire. C'est ce qui s'est produit en France à cause de la surcapacité, et malgré des exportations massives : il existe encore dans notre pays un écart entre d'une part la capacité technique de production (la « disponibilité technique ») et d'autre part la production réelle. C'est ce dernier facteur qui détermine en fin de compte la rentabilité des équipements. Plus on ajoute des équipements fonctionnant en base, moins ces équipements vont être utilisés sur l'année. Même si le nouveau réacteur est utilisé en permanence, ce sont d'autres réacteurs dont la performance va se dégrader.

Dans le cas de la France, on présente le plus souvent la performance sous le terme de « disponibilité », c'est-à-dire la possibilité de produire, et pas la production elle-même. Ceci rend la comparaison technique possible entre des réacteurs ou des équipes d'exploitation. Mais ceci est un peu trompeur puisque les réacteurs français ne produisent pas à leur maximum durant une bonne partie de l'année. Cette marge est une des manifestations de la surcapacité nucléaire, qui fait que des réacteurs sont laissés en réserve plus longtemps dans l'année qu'ils ne devraient.⁹⁰

Pour illustrer cette notion, il est intéressant de s'arrêter sur le cas finlandais en utilisant une des rares études de coût publiée à ce sujet, celle d'un groupe de pression favorable au nucléaire, l'« Uranium Institute »⁹¹. Un calcul annexe de l'étude indique le surcoût subi pour une utilisation moindre d'un nouveau réacteur, par rapport à une utilisation de 96%, soit 8400 heures. Si l'utilisation du réacteur est moindre sur l'année, alors le coût du nucléaire augmente rapidement⁹². Ainsi, il ne nous appartient pas de juger si le projet finlandais, basé sur un facteur de charge extrêmement élevé est réaliste.

⁹⁰ Ainsi, les facteurs de production moyens sur les réacteurs nucléaires français sont de l'ordre de 70% à 75% (voir plus loin) tandis que les disponibilités enregistrées dans les statistiques de l'EDF sont de 80%, voire 85% selon les années.

⁹¹ « Nuclear Power, least-cost option for baseload electricity in Finland », Risto Tarjanne et Sauli Rissanen, Uranium Institute 2000. 25ème symposium annuel, Londres. Le même raisonnement peut être mené à partir des coûts de référence de la DIGEC.

⁹²

Surcoût du nucléaire en fonction de la dégradation du facteur de production			
Fonctionnement	Estimation UI	Taux d'utilisation	Surcoût
Heures	c€/MWh	%	%
5000	31,94	0,57	0,48
6000	27,66	0,68	0,28
7000	24,6	0,80	0,14
8000	22,31	0,91	0,04
8400	21,55	0,96	0,00

Un autre groupe de l'industrie nucléaire, l'UIC, a publié une telle synthèse récemment⁹³. On y note en particulier que les réacteurs finlandais ont un facteur de production de 94%, l'un des plus hauts du monde. Ceci est lié à la fois aux performances de maintenance, mais surtout au fait d'utiliser de tels réacteurs en permanence.

En revanche, l'utilisation du parc nucléaire français telle qu'observée sur le passé montre une dégradation de cet amortissement par un faible taux d'utilisation de l'ordre de 2000 heures inférieures sur l'année⁹⁴. Si nous prenons le calcul de l'Uranium Institute, une telle dégradation aurait pour effet de remonter le prix de revient de l'électricité de 15% à 30%, selon que l'on prend pour référence l'année 2002 (favorable) ou les années menant à l'an 2000 (défavorables). Ainsi, et même si le nouveau réacteur avait des performances de disponibilité technique plus élevées que les réacteurs actuels, la performance financière ne serait que peu améliorée.

Dans le calcul, le taux d'utilisation de référence (scénario Détente) est donné par le meilleur taux atteint par des centrales françaises durant les dernières années, soit 75%. Dans les jeux d'hypothèses alternatives, on utilise dans le cas le plus favorable au nucléaire le taux de 90% annoncé par les constructeurs, mais qui paraît inatteignable dans le contexte français, et celui de 71% qui représente la moyenne réelle du parc français de ces dernières années.

Dans le cas de la variante de scénario de construction de l'EPR à cinq réacteurs, le chiffre de 90% utilisé en jeu d'hypothèses favorables au nucléaire est ainsi très irréaliste en début de période, puisque la surcapacité actuelle empêche d'utiliser les centrales de base à leur plein régime. On a donc utilisé – comme dans le rapport CDP- un compromis d'augmentation progressive du taux d'utilisation, qui ne passe de 75% à 90% qu'avec la sortie du système d'anciens réacteurs pour une puissance équivalente. Ceci se produit vers 2025 environ.

- Le taux d'utilisation de l'éolien

Dans le cas de l'éolien, ce taux est avant tout fonction de l'énergie du vent sur l'année, que l'on résume dans un nombre d'heures de fonctionnement annuel. Il s'agit d'une grandeur caractéristique du site et des machines employées. Les taux utilisés représentent des productions moyennes sur des sites terrestres ou maritimes.

On peut faire un parallèle entre les considérations précédentes sur le taux d'utilisation du réacteur nucléaire et la question de l'intermittence des éoliennes. Ce point souvent cité par les adversaires de l'éolien, est une donnée physique indéniable, mais il donne souvent lieu à une interprétation erronée puisqu'un surcoût pour le système électrique n'apparaît que pour des niveaux très élevés d'énergie éolienne dans le réseau. Il s'agit donc –comme pour le taux d'utilisation- d'un surcoût possible lorsque le système a du mal à absorber une énergie mal répartie dans le temps. Ces surcoûts n'apparaissent qu'au-delà de seuils élevés, par exemple 20% pour l'éolien ou 30 % pour le nucléaire. A ce moment là, il peut être nécessaire d'avoir en réserve des turbines à gaz, des centrales hydrauliques fortement équipées ou d'autres centrales à réaction rapide, qui doivent rester disponible même si elles tournent

Calcul DETENTE d'après Tarjanne et Rissanen, Uranium Institute 2000

⁹³ Nuclear Energy in Finland UIC Briefing Paper # 76April 2003 Uranium Information Center, Melbourne, Australie.

⁹⁴

Facteur de production et productible du parc nucléaire français					
	Production	Puissance totale	Productible	Facteur de production	Heures pleines équivalentes
2002	415,5	63,3	554,5	0,75	6564
2001	401,3	63,2	553,6	0,72	6340
2000	395,2	63,2	553,6	0,71	6243
1999	374,9	63,2	553,6	0,68	5923
1998	368,5	61,7	540,5	0,66	5821
			Moyenne	0,71	6178
Calcul DETENTE d'après EDF					

peu pendant l'année⁹⁵. Une autre façon de contourner ce problème est de construire les centrales dans des zones bien interconnectées entre pays européens, en particulier sur la mer du Nord, dans laquelle le plus grand nombre de projets off-shore est actuellement planifié.

L'une des références internationales en matière d'éolien, David Milborow, déclare⁹⁶ : « *De nombreuses études dans le cas des réseaux du Royaume-Uni et de l'Irlande ont démontré que des quantités importantes d'éolien peuvent être absorbées pour un faible surcoût. Par exemple, pour les 22000 MW que propose le récent rapport du gouvernement britannique, il faudrait environ 1200 MW de puissance de soutien, soit moins de 10% de ce que préconisent les ingénieurs anti-éolien du RAE (Royal Academy of Engineering). Et, contrairement à ce que disent mes collègues, les Danois n'ont pas de problème de stabilité dans leur réseau* ». En revanche, les partisans britanniques de l'éolien font remarquer que le gouvernement vient encore d'allonger 410 millions de livres (625 millions d'Euros) à la fin de 2002 pour sortir le producteur nucléaire British Energy de la faillite.⁹⁷

Ainsi, de ce point de vue, pour l'éolien en France, il reste une marge importante⁹⁸, tandis que l'addition de nouveau nucléaire dans un système déjà saturé de centrales fonctionnant en base, le surcoût est d'ores et déjà présent.

En conclusion, non seulement l'éolien en France est encore loin d'induire de coûts pour le système mais c'est au contraire le nucléaire qui induit des surcoûts dans le système par son fonctionnement peu flexible.

⁹⁵ S'il faut, par exemple, 20% de puissance pour compenser des creux de production éolienne lorsque l'éolien atteint des proportions importantes, un calcul simple basé sur des turbines à gaz à 380 €/kW montre qu'il faudra investir environ 76 €/par kW d'éolien installé pour compenser l'intermittence, soit 8% de l'investissement de base utilisé en référence. Mais ce besoin extrême de compensation est limité par la grande quantité d'hydraulique en France, ainsi que par les interconnexions.

⁹⁶ « Last gasp attack from British Nuclear, Windpower Monthly, octobre 2002

⁹⁷ Ibid.

⁹⁸ Pour atteindre 30% de la consommation, il faudrait dépasser d'un facteur 5 les objectifs actuels de la France en matière d'électricité renouvelable à l'horizon de 2010, soit 6% de production nouvelle, prévus par une directive européenne à laquelle a souscrit notre pays.

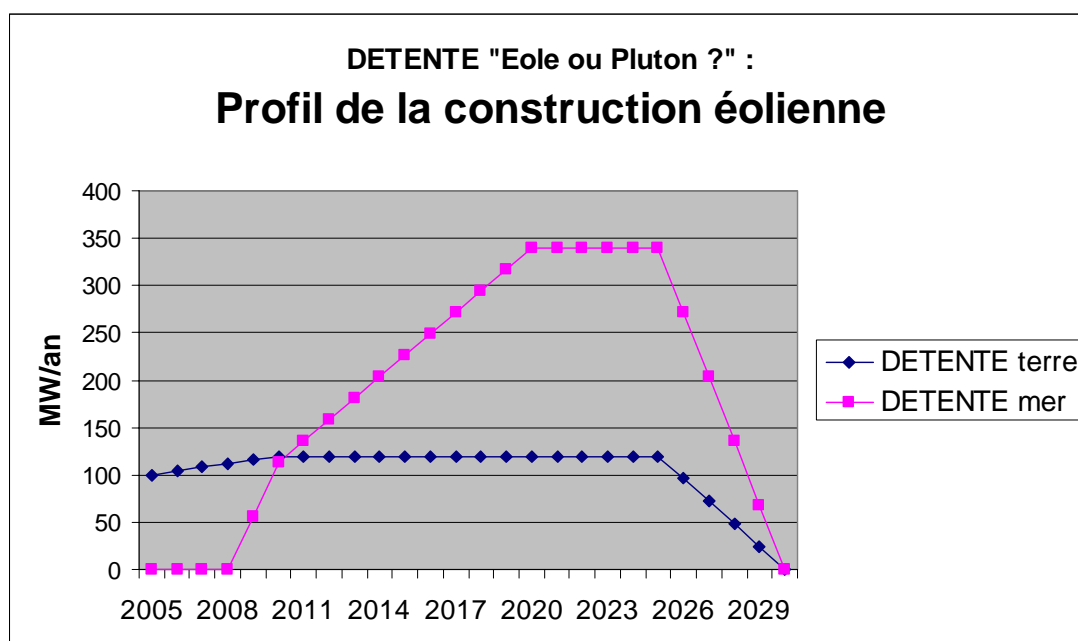
Les résultats

Mise en œuvre de la méthode

Le profil de la construction éolienne

Pour obtenir des programmes de construction d'importance économique égale, on construit des centrales éoliennes jusqu'à concurrence du coût total de l'investissement et de la production du ou des réacteurs nucléaires considérés. Ces coûts sont considérés suivant un total actualisé, conformément aux méthodes décrites précédemment. Cette partie des résultats est présentée dans le chapitre suivant. Pour que les comparaisons soient homogènes lors de variantes d'hypothèses de coût ou de productivité, ces constructions sont réalisées en suivant un même profil homothétique, qui comprend une montée des constructions, un plateau et une descente à l'horizon 2025-2030.

La forme des constructions éoliennes utilisées dans le calcul de « Eole ou Pluton ? » est donnée dans le graphe suivant :



Les constructions à terre commencent à l'année 2005 et ne dépassent pas 120 MW/an. Seule la valeur des constructions annuelles en mer est modifiée lors des variantes de scénario, soit ici environ 340 MWe/an. La montée en puissance des centrales en mer (avec une croissance plus forte en début de période vers 2009-2010) est ensuite réglée en fonction du « budget » disponible équivalent de la centrale nucléaire.

Encore une fois, remarquons que ces constructions ne sont pas conçues que pour réaliser au maximum le potentiel français ou européen (qui est beaucoup plus important), mais simplement pour mettre en face d'un projet de réacteur un projet de taille équivalente en éolien, investi par une seule et même compagnie dans les mêmes conditions. Si on voulait proposer un programme plus politique d'alternative au nucléaire, il faudrait répartir ces dépenses entre les économies d'énergie, les productions décentralisées comme la cogénération, d'autres sources thermiques, etc... Ceci n'est donc absolument pas le propos du présent rapport.

Puissance éolienne construite

La puissance nucléaire est une donnée de base puisqu'un seul réacteur est construit, ou dans la variante de scénario quatre réacteurs supplémentaires sont construits après le prototype.

La construction éolienne cumulée que l'on obtient par ce moyen dans le scénario DETENTE « Eole ou Pluton? » est donnée dans le tableau suivant :

Construction totale éolienne pour les deux variantes de scénario			
	Terrestre	Off-shore	Total
DETENTE	2700	4916	7616

Ces constructions sont bien entendu bien supérieures à celles du nucléaire (respectivement de 1550 MW et de 7750 MW) mais nous verrons au chapitre suivant que la comparaison la plus importante se fait sur la production des centrales.

Dans le cas des variantes d'hypothèses, plus ou moins favorables au nucléaire et à l'éolien, ces chiffres sont amplifiés. Les puissances nucléaires sont bien entendu identiques, mais les constructions cumulées éoliennes sont plus ou moins élevées selon les coûts considérés en hypothèse :

Construction totale éolienne dans les variantes d'hypothèses				
	Nucléaire	Eolien Terrestre	Eolien Off-shore	Total
DETENTE	1550	2700	4916	7616
Variante EoP-H	1550	2700	2806	5506
Variante EoP-B	1550	2700	12506	15206
Variante 1+4_EPR	7750	4000	16436	20436

Une fois ce résultat obtenu, on observe leur signification en termes économiques, c'est-à-dire du point de vue de la production, des coûts respectifs des sources d'énergie, avant de comparer les conséquences des programmes en terme d'emplois.

Résultats en terme économique

Les coûts des programmes et le coût unitaire

Le scénario DETENTE « » « Eole ou Pluton? » repose sur un jeu d'hypothèses médian vis-à-vis du réacteur EPR. A titre de variante de sensibilité des jeux d'hypothèses, on a testé ce qui se passerait si les données des constructeurs se vérifiaient, associé à un éolien très peu performant (c'est la variante EoP-H) ou au contraire si des hypothèses plus pessimistes pour le nucléaire se réalisaient, associé à un éolien performant (la variante EoP-B). On a aussi testé une variante pour comprendre si la construction –aujourd'hui hypothétique- de plusieurs réacteurs une dizaine d'années après le prototype aurait une influence sur le programme.

Mais dans tous les cas, le paramètre utilisé est le coût complet du programme sur la durée de vie prévue du réacteur (soit en principe 60 années) qui a été utilisé pour « mettre à niveau » l'éolien sur le nucléaire. Ces dépenses incluent les investissements, les frais de fonctionnement et de maintenance, les remplacements lourds d'équipements, et la fin du cycle telle qu'elle est calculée par les responsables publics français.

Les résultats montrent qu'avec la même somme, on produit en général plus avec l'éolien qu'avec le nucléaire, à l'exception bien entendu de la combinaison d'hypothèses à la fois défavorable à l'éolien et favorable au nucléaire. Les sommes totales mises en jeu, les investissements et les productions

actualisées sont présentées dans le tableau suivant pour le scénario DETENTE et les variantes d'hypothèses :

Comparaisons	Total actualisé (M€)		Production actualisée (TWh)	
	Nucléaire	Eolien	Nucléaire	Eolien
DETENTE	4745	Idem (*)	73	111
Variante EoP-H	3901	Idem	88	78
Variante EoP-B	7451	Idem	69	231
Variante 1+4_EPR	12161	Idem	188	270

(*) Ce résultat est obtenu pour chaque variante avec un écart de plus ou moins 0,1%

Coût complet unitaire des programmes

Ces données nous permettent d'estimer le coût de revient complet actualisé. Nous avons vu précédemment que la méthode –qui met en œuvre le calcul actualisé- peut être critiquée car elle écrase les dépenses futures. Cependant elle permet une comparaison de projets de nature et de durée différentes. Les coûts unitaires (en €/MWh) sont données dans le tableau suivant pour le scénario et ses variantes d'hypothèses :

	Coût total actualisé (€/MWh)		
	Nucléaire	Eolien	Ecart (%)
DETENTE	64,9	42,6	52,4
Variante EoP-H	44,5	49,7	-10,5
Variante EoP-B	107,7	32,4	232,3
Variante 1+4_EPR	64,6	45,1	43,3

Premier résultat, la production actualisée est supérieure ou très supérieure pour l'éolien à celle de l'EPR. Seule la variante d'hypothèses « EoP-H » correspond à un coût supérieur pour l'éolien (soit environ 10%). Ceci contredit nettement les prédictions officielles d'un nucléaire « forcément moins cher ».

Qu'est-ce qui explique ce résultat ? Tout d'abord, le coût complet tient compte des coûts de fonctionnement et de maintenance, qui sont plutôt élevés pour le nucléaire même dans les hypothèses favorables à celui-ci.

On pourrait avancer que les données utilisées pour la fin du cycle nucléaire sont plus importantes dans l'étude DETENTE que dans les divers « coûts de références ». Ceci n'est pas exact sur les hypothèses favorables au nucléaire. De plus, cette partie des coûts influe très peu dans le calcul car elle est fortement écrasée par l'actualisation.

Ensuite, l'EPR est un prototype et le surcoût de cette expérience est payé par les seuls industriels français. Les effets de série ne joueront pas ou peu à l'avenir, et le potentiel de baisse des coûts est donc faible.

A l'inverse, dans le cas de l'éolien, c'est un marché mondial qui permet l'amélioration constante des technologies depuis vingt ans, avec encore un potentiel qui reste très important d'amélioration des procédés de fabrication et d'exploitation.

Enfin, on peut avancer une autre explication pour ce résultat. Les calculs réalisés par les Pouvoirs Publics français pour les coûts de référence prennent en compte des équipements de différentes durées de vie. L'actualisation permet de comparer les coûts durant toute la vie de l'équipement. Cependant, on considère un premier équipement –par exemple une centrale au gaz ou une éolienne- face à une centrale nucléaire qui durera –en principe- plusieurs décennies de plus. Dans le calcul présent, on a considéré que les turbines éoliennes seront remplacées intégralement à leur échéance de durée de vie.

Mais ces nouvelles turbines futures reviennent moins cher –même les documents les plus favorables au nucléaire en conviennent- que les précédentes. Ainsi, par exemple, le rapport CDP indique des améliorations de productivité sur les machines, qui continuent jusqu'en 2050 et au-delà.

En précédant à un remplacement régulier des turbines jusqu'à concurrence de la durée de vie du nucléaire, on bénéficie ainsi des progrès technologiques. Ce n'est pas le cas pour un calcul standard de type DIGEC qui ne décompte que la construction initiale à un horizon, par exemple, de 2010, et qui n'intègre pas de-facto le progrès technique.

Cette remarque joue aussi pour le nucléaire futur. En effet, le choix d'un réacteur de durée de vie extrême pose bien sûr des risques vis-à-vis des normes futures ou des choix politiques ultérieurs du pays. Mais cette option rend aussi plus coûteuse l'adoption de technologies plus avancées, bénéficiant des avancées technologiques collectives, qu'il s'agisse de renouvelables... ou de nucléaire.

La sensibilité aux coûts d'actualisation

A titre de sensibilité à l'actualisation, on a effectué les calculs pour un taux d'actualisation alternatif de 3%. Pour simplifier on a considéré que le combustible nucléaire est fourni au même coût alors que la modification du taux peut nettement augmenter ce poste.

L'influence sur le coût complet du kWh de l'actualisation est résumée dans le tableau suivant :

Coût total actualisé pour deux taux d'actualisation			
En €/ MWh	Nucléaire	Eolien	Ecart (%)
DETENTE (taux d'actualisation 8%)	64,9	42,6	52,4
1+4_EPR (taux d'actualisation 8%)	64,6	45,1	43,3
DETENTE variante à 3% d'actualisation	44,9	25,9	73,4
1+4 EPR variante à 3% d'actualisation	47,3	30,8	53,6

Ce résultat s'explique par la présence de trois termes qui influencent ce calcul, les investissements, les coûts de fonctionnement, et les intérêts intercalaires.

L'impact du passage à 3% est tout d'abord faire baisser le coût du nucléaire, avec notamment l'impact le plus important de limiter considérablement les intérêts intercalaires lors de la construction. Cet impact domine nettement par rapport au fait d'augmenter légèrement le poids du démantèlement par rapport à la construction.

Mais le coût de l'éolien est lui aussi en forte baisse, au point que l'écart se creuse en faveur de ce dernier.

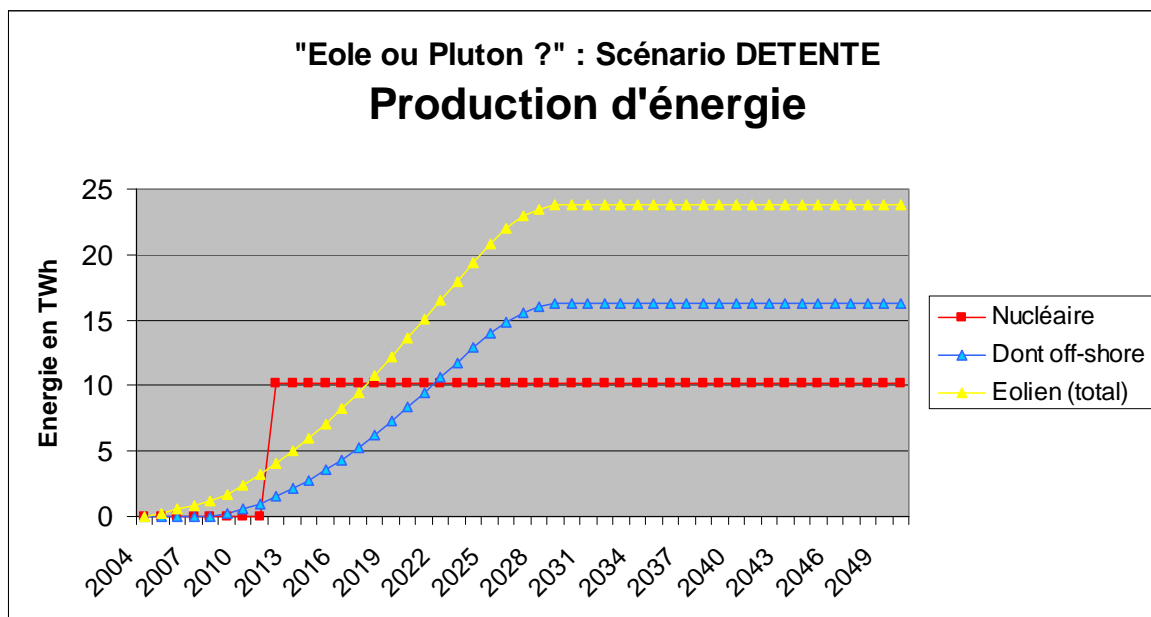
De même, les remplacements de turbines durant la période considérée augmentent leur poids d'environ 15% de l'investissement initial pour une actualisation de 8% à un ratio de 38% pour le taux d'actualisation de 3%. Mais une autre observation que l'on peut déduire de ce test de sensibilité est la plus forte proportion des dépenses réalisées pour le fonctionnement du nucléaire. Ceci avait notamment déjà été remarqué dans le rapport CDP. Malgré des hypothèses fortement conservatrices pour l'éolien (7,5% de l'investissement en frais de maintenance pour l'éolien off-shore notamment), c'est d'abord le fonctionnement du réacteur nucléaire qui pèse lourd dans le coût total. Ce coût est masqué en partie par l'actualisation à 8%, et se révèle beaucoup plus lourd à 3%, comme le montre le tableau suivant :

Comparaison de deux actualisations	Investissement hors intérêts (M€ actualisés)		Fonctionnement- maintenance (M€actualisés)	
	Nucléaire	Eolien	Nucléaire	Eolien
Comparaisons				
DETENTE (taux à 8%)	2545	2 966	2201	1512
1+4_EPR (taux à 8%)	6418	7 383	5744	4126
DETENTE (variante à 3%)	2992	5 205	6893	3790
1+4 EPR (variante à 3%)	10608	17 826	25946	16031

L'investissement (cela inclut pour l'éolien les changements de turbines à intervalle de 15 ans) reste similaire pour les deux taux d'actualisation. Le fonctionnement, par contre, est nettement revalorisé par le changement de taux, ce qui pénalise le nucléaire dont le fonctionnement est plus onéreux.

Résultats : le scénario central DETENTE

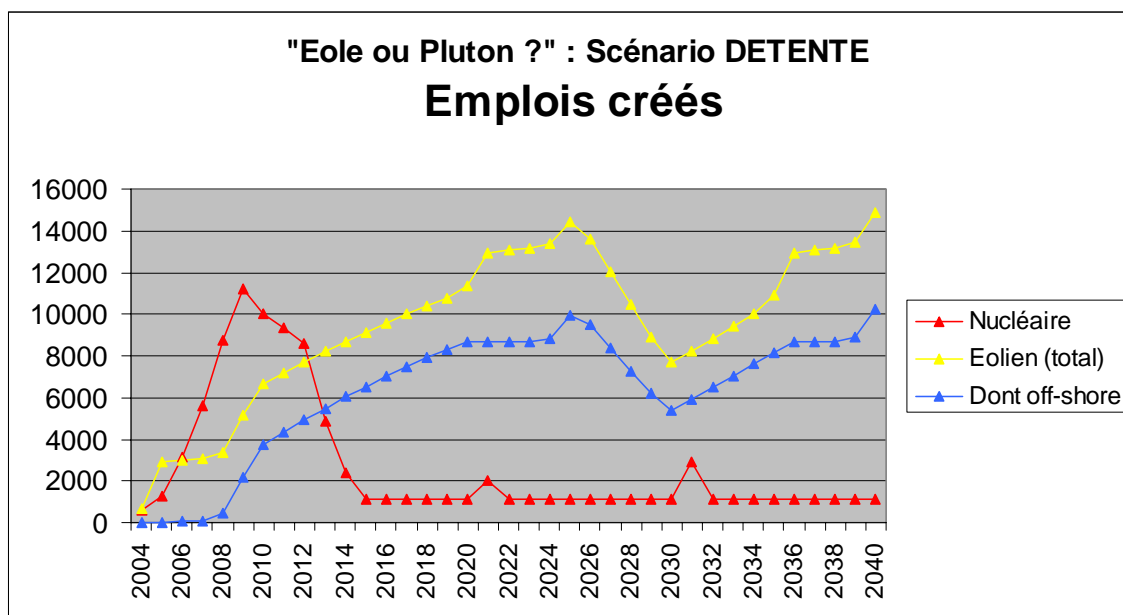
Le scénario DETENTE « Eole ou Pluton ? » 2003 représente les données les plus « équilibrées » du présent rapport pour les coûts et pour la productivité des équipements. Cette comparaison entre la construction d'un réacteur EPR et un programme éolien ayant le même coût total montre un net avantage pour l'éolien pour les deux calculs détaillés, c'est-à-dire l'électricité produite et le nombre d'emplois créés. Ceci est apparent dans les courbes ci-dessous :



Un programme éolien de même coût total que la tête de série EPR produit nettement plus de courant à son apogée, soit près de 24 TWh par an contre 10 TWh pour le réacteur nucléaire.

Mais cette production annuelle, apparente sur la courbe, n'est pas nécessairement la même que la production actualisée, telle qu'utilisée dans tous les calculs économiques de l'étude. Les productions qui arrivent tôt dans la période sont favorisées par l'actualisation. Ainsi, la production actualisée éolienne n'est « que » de 52% supérieure (111 TWh contre 73 TWh sur la durée de vie du projet) alors que la production annuelle stabilisée est nettement plus favorable encore à l'éolien, soit 2,3 fois plus de production annuelle (23,7 TWh contre 10,2 TWh).

En effet, dans le cas présent l'éolien a une montée en puissance plus régulière que le nucléaire, ce qui peut représenter un avantage en terme de répartition de charge industrielle et en terme de surcapacité. Les besoins en électricité de la France seront en effet très importants vers 2030, alors que l'arrivée d'une centrale de base vers 2012 (comme ici pour l'EPR) sera plutôt un handicap commercial pour EDF. A cette époque en effet, les besoins se manifesteront le cas échéant en pointe. Nous voyons ainsi que le calcul actualisé favorise fortement la production la plus précoce alors que la valeur de cette dernière peut être limitée dans un pays comme la France.



Le résultat en terme d'emplois est particulièrement spectaculaire. Tout d'abord, un chantier nucléaire et une phase de construction en usine qui crée selon notre méthode de calcul jusqu'à 8000 emplois éphémères⁹⁹. Ce chantier se concentre surtout un peu avant la mise en service du réacteur en 2012.

Mais ces quelques années de chantier sont rapidement épuisées et l'éolien, dont les chantiers sont mieux répartis dans le temps, prend rapidement le dessus. Mais surtout, l'emploi permanent dans le nucléaire, qu'il s'agisse de maintenance ou de pilotage du réacteur, reste très limité, même en utilisant des ratios favorables au nouveau réacteur nucléaire¹⁰⁰.

Seuls quelques chantiers et pièces de rechange liées à la « jouvence », visibles sur la droite de la courbe d'emploi nucléaire, correspondent à des créations plus importantes d'activité liées au réacteur EPR. Pour l'éolien, la baisse de la courbe vers 2030 correspond au choix de ne pas construire de nouvelles éoliennes dans le cadre du scénario après 2030. La courbe d'emploi remonte ensuite avec le remplacement régulier des turbines.

Ces observations illustrent de façon visible le caractère particulièrement capitalistique de l'énergie nucléaire : cela signifie que pour créer de l'énergie, on a besoin avant tout de capital investi (et de frais financiers), tandis que l'on économise beaucoup sur la main d'œuvre et sur la matière première par rapport à des techniques plus traditionnelles. La sobriété vis-à-vis des ressources est également une caractéristique des énergies renouvelables, mais pas la diminution des emplois. Sur ce point on peut ajouter que cette productivité relativement forte du nucléaire pourrait encore s'accroître si l'on en croit les constructeurs nucléaires eux-mêmes. Ainsi, le président de l'EDF lui-même devant l'Assemblée Nationale se vante d'avoir moins d'opérateurs dans les centrales qu'aux Etats-Unis¹⁰¹.

Dans toute l'étude, on a en effet considéré un point très important, c'est-à-dire la création nette d'emploi dans le nucléaire, proportionnelle à l'investissement dans les industries concernées ou dans les effectifs de l'EDF lorsque des nouveaux réacteurs entrent en service. En réalité, il est très probable

⁹⁹ Ce chiffre est supérieur à celui de 5000 emplois des constructeurs, cité par Le Point du 27/07/2003 (« les fissures de l'EPR », par Marc Nexon)

¹⁰⁰ Les ratios d'emploi permanent dans le nucléaire sont issus des chiffres de la SFEN (Société Française d'Energie Nucléaire), soit 20 000 emplois à l'EDF et 20 000 chez les sous-traitants du parc nucléaire. On a considéré que les emplois créés par le nouveau réacteur s'ajoutent à ceux existants dans les anciens réacteurs, sans transfert entre les sites. Il s'agit d'une hypothèse nettement favorable au nucléaire.

¹⁰¹ « Concernant les effectifs, EDF est plus compétitif que d'autres concurrents dans de nombreux domaines. Ainsi, moins de personnes sont affectées au travail en centrales nucléaires en France qu'aux Etats-Unis. » Extrait de l'audition de M. Roussely le 18 septembre 2002 à l'Assemblée Nationale.

que ces créations seraient moindres dans une industrie largement dominante en France et donc en déclin du point de vue de l'emploi comme le nucléaire¹⁰².

Le graphe amène un autre commentaire, celui de la forte concentration des emplois permanents dans l'éolien liés à la production off-shore. Ceci est pour partie lié aux hypothèses très conservatrices retenues pour la gestion de la maintenance de ces centrales, soit un taux annuel de 7,5% de l'investissement suivi de baisses limitées à 10% par dix ans. Ce chiffre utilisé par sécurité pour les investisseurs de l'éolien est peut-être largement surévalué¹⁰³. Ceci aurait plusieurs conséquences pour le calcul : un coût de l'éolien off-shore nettement diminué, et donc une production supplémentaire de l'éolien pour une même somme investie ; un ratio d'emplois entre nucléaire et éolien dégradé, mais qui reste en tout état de cause encore très favorable à l'éolien.

La répartition des créations d'emploi dans le temps n'est pas la même entre les deux techniques concurrentes. On peut cependant les comparer sur la base des « emplois-années ».- Ceci correspond en quelque sorte à la « surface » de la courbe montrée précédemment. On peut aussi considérer que la création d'emploi est un bien public que l'on peut considérer dans le temps en l'actualisation. En effet, l'emploi créé rapidement peut avoir une plus grande valeur pour un gouvernement ou des élus politiques. Ces deux termes sont donnés dans le tableau suivant, en utilisant le taux de 8% utilisé jusqu'à récemment par les Pouvoirs Publics français¹⁰⁴.

Emplois dans le scénario DETENTE « Eole ou Pluton? »						
	Emplois.années			Emplois.années actualisés		
	EPR	Eolien	Ratio	EPR	Eolien	Ratio
DETENTE	133 477	630 339	4,7	50 051	98 502	2,0

En données brutes sur la durée de vie du programme (soit 60 ans pour la durée officielle du réacteur EPR) le nombre d'emplois.année est près de cinq fois plus élevé pour l'éolien que pour le réacteur EPR. En données actualisées, qui marquent une préférence pour le présent, ce ratio n'est plus que de 2 ce qui reste particulièrement important pour deux programmes d'importance identique. Il s'agit à chaque fois d'une différence majeure du point de vue des effets sociaux du programme.

Résultats pour les variantes « EoP-H » et « EoP-B »

Les jeux d'hypothèses extrêmes permettent de tester la sensibilité des résultats sur la production, puis sur la création d'emploi.

¹⁰² Le même phénomène que les économistes appellent le « rendement marginal décroissant » se produira pour l'éolien lorsqu'il sera beaucoup plus important dans les bilans électriques, par exemple plus de 30%. Ceci est dû au fait qu'une partie des emplois nouveaux dans l'éolien est liée à la création de services annexes type finance, assurance, prévision météo, etc. Cette partie des emplois ne croîtra plus lorsque le secteur atteindra une vitesse de croisière de fonctionnement.

Le nucléaire emploie relativement peu dans son fonctionnement-maintenance. De plus la productivité c'est fortement accru ces dernières années dans la maintenance, mais le potentiel de gains de productivité de ce secteur reste encore fort. La création nette d'emplois en fonctionnement des réacteurs est ainsi une hypothèse très favorable au nucléaire.

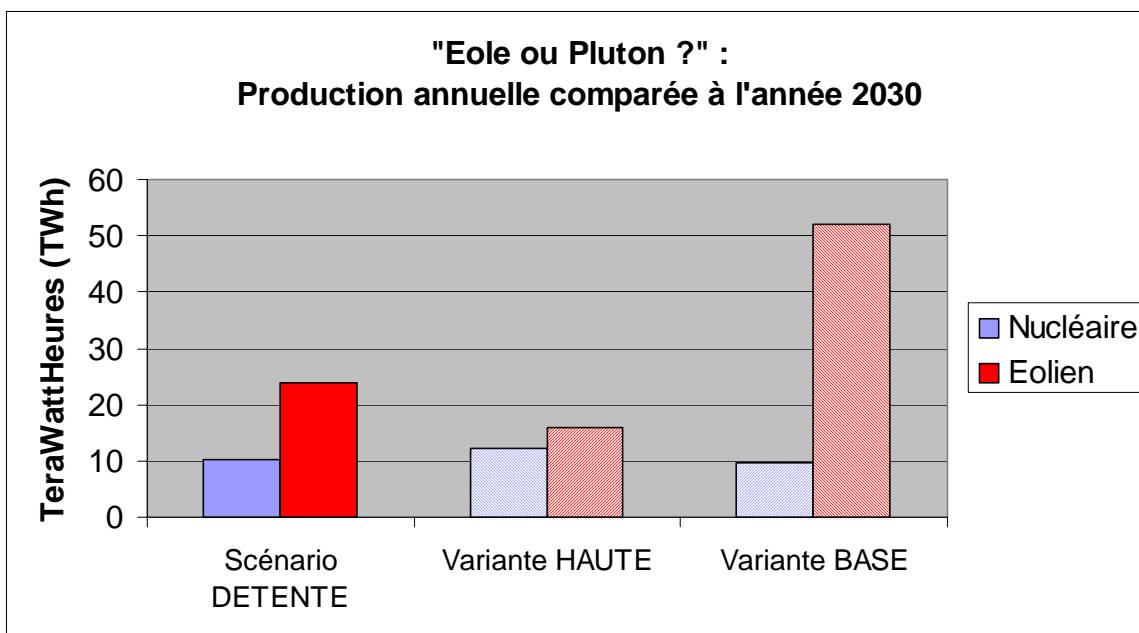
¹⁰³ En effet, le calcul inclut par surcroît le provisionnement d'un changement complet de turbine à l'échéance de sa durée de vie. L'expérience de l'explosion des productions éoliennes de ces dernières années a montré que des gains très importants (de l'ordre de 50%) ont été réalisés dans l'exploitation et la maintenance, indépendamment des améliorations technologiques. Désormais c'est l'organisation et la logistique qui détermine une grande part de l'économie des projets éoliens.

¹⁰⁴ Ce terme décrit l'utilisation « obligatoire » de ce taux dans tous les travaux officiels jusqu'aux derniers exercices de planification des Pouvoirs Publics. Ceci n'est plus le cas semble-t-il mais aucun autre chiffre n'a remplacé le taux de 8%. C'est pourquoi on a testé un autre taux (3%) à titre de sensibilité, qui donne un résultat encore plus favorable à l'éolien.

Résultats des variantes EoP-H et EoP-B en terme d'énergie produite

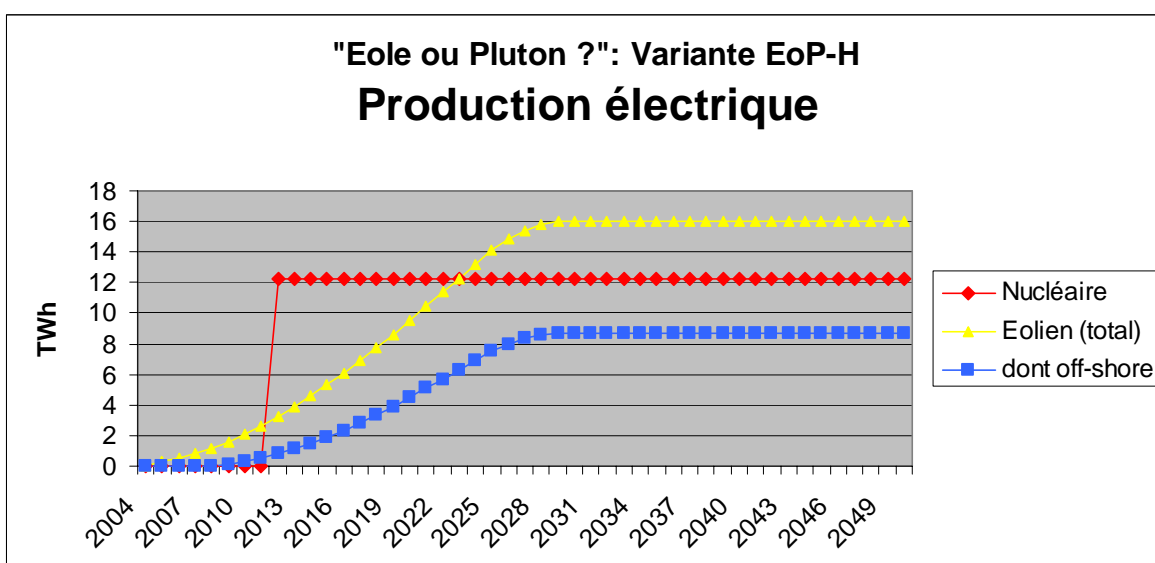
Les productions totales actualisées ont été données au début du chapitre pour calculer les résultats en terme de coût unitaire. Mais cette production actualisée n'est pas nécessairement la plus intéressante pour l'électricien français, il est en effet intéressant de regarder la contribution annuelle des projets éoliens et nucléaires à l'horizon de construction. On observe alors une production annuelle stabilisée des projets, qui est toujours supérieure pour l'éolien quelles que soient les variantes.

Ceci est illustré dans le graphe suivant, qui présente les productions annuelles des variantes de scénarios et d'hypothèses pour l'année 2030. Les variantes d'hypothèse sont notées en hachuré :



- Variante EoP-H :

Dans ce jeu d'hypothèses, les réacteurs sont construits pour durer 60 ans sans coup férir. Leur disponibilité réelle atteint 90%, soit nettement plus que tous les réacteurs actuels d'EDF. A l'opposé, les éoliennes dans cette variante ont une productivité faible et des hypothèses pessimistes de coûts. De plus, une forte proportion de ces coûts provient des coûts externes de l'éolien, considéré dans ce cas extrême comme « plus nuisant » que le nucléaire.

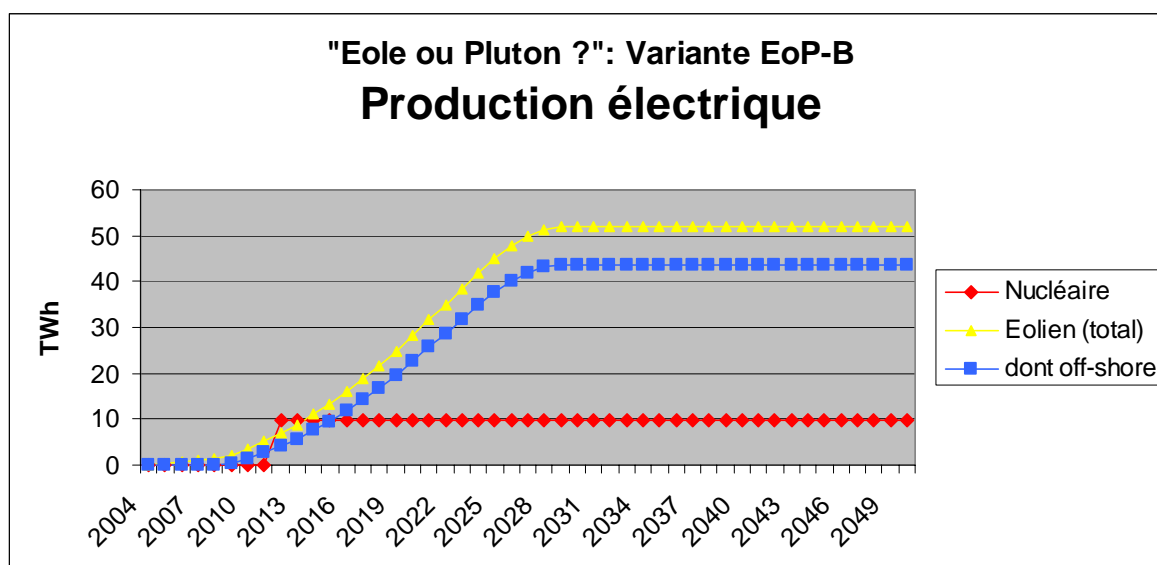


Dans cette variante, la production actualisée est supérieure pour le nucléaire, mais on observe que la production annuelle de l'éolien dépasse celle du nucléaire à la fin de la période de construction. En période de surcapacité, on voit ici que l'« effet de taille » joue en faveur du nucléaire pour le calcul actualisé (la production tôt est valorisée par le calcul) mais que ceci est un désavantage par rapport à une construction mieux répartie dans le temps, qui sera mieux adaptée à la demande d'électricité¹⁰⁵.

- *Variante EoP-B :*

Dans cette variante d'hypothèses plus défavorables au nucléaire combinées à de l'éolien performant, le programme éolien de même coût total que la tête de série EPR produit énormément plus de courant à son apogée, soit plus de 50 TWh par an contre 10 TWh pour le réacteur nucléaire.

Ce résultat positif est aussi observé en production actualisée sur la période : le nucléaire produisant 69 TWh contre 231 TWh pour l'éolien, soit un ratio de plus de 3.



Résultats des variantes EoP-H et EoP-B en terme d'emplois

Les variantes sont présentées dans les pages suivantes. Ces variantes comportent toutes un résultat très en faveur de l'éolien pour l'emploi, même lorsque les hypothèses sont choisies favorables pour l'EPR du point de vue économique. Ceci est résumé dans le tableau suivant, qui présente les chiffres globaux d'emplois sur l'ensemble du scénario, d'abord de façon brute (en emplois-années) puis de façon actualisée (à 8% l'an).

	Emplois.années (valeurs totales brutes)			Emplois.années actualisés (à 8%/an)		
	EPR	Eolien	Ratio	EPR	Eolien	Ratio
DETENTE	133477	630339	4,7	50051	98502	2,0
Variante EoP-H	121315	444860	3,7	46775	72712	1,6
Variante EoP-B	141703	1297678	9,2	54441	191291	3,5

¹⁰⁵ On peut ajouter ici que le marché européen de l'électricité, mis en place de façon généralisée à partir de 2007, aura une influence sur les ventes des électriciens. Il favorisera à la fois les énergies renouvelables contre le nucléaire puisque les consommateurs pourront choisir leur source d'approvisionnement, mais aussi il incitera à ne construire que les centrales nécessaires au fur et à mesure des besoins.

C'est ainsi qu'en toute hypothèse, le bilan en emploi est nettement supérieur pour l'éolien que pour le nucléaire.

On peut expliquer cette différence par plusieurs raisons.

Tout d'abord, on peut invoquer les intérêts intercalaires importants durant la construction d'une centrale nucléaire, qui représentent selon la DIGEC entre 25% et 30% du coût d'investissement. Ces coûts ne correspondent pas à une dépense vers les fournisseurs, mais simplement à un coût considérable de décalage entre l'investissement et sa production. A l'inverse, les chantiers de l'éolien durent nettement moins longtemps, en particulier pour la partie de construction mécanique et électrique qui est la plus créatrice d'emplois industriels.

Une autre explication est que la productivité de fonctionnement du nucléaire est d'ores et déjà extrêmement élevée, puisqu'un petit nombre d'opérateurs produisent une énergie particulièrement concentrée. En augmentant encore la taille relative des équipements et la productivité des opérateurs, on diminue d'autant les emplois induits par la branche, déjà faible par rapport à d'autres secteurs.

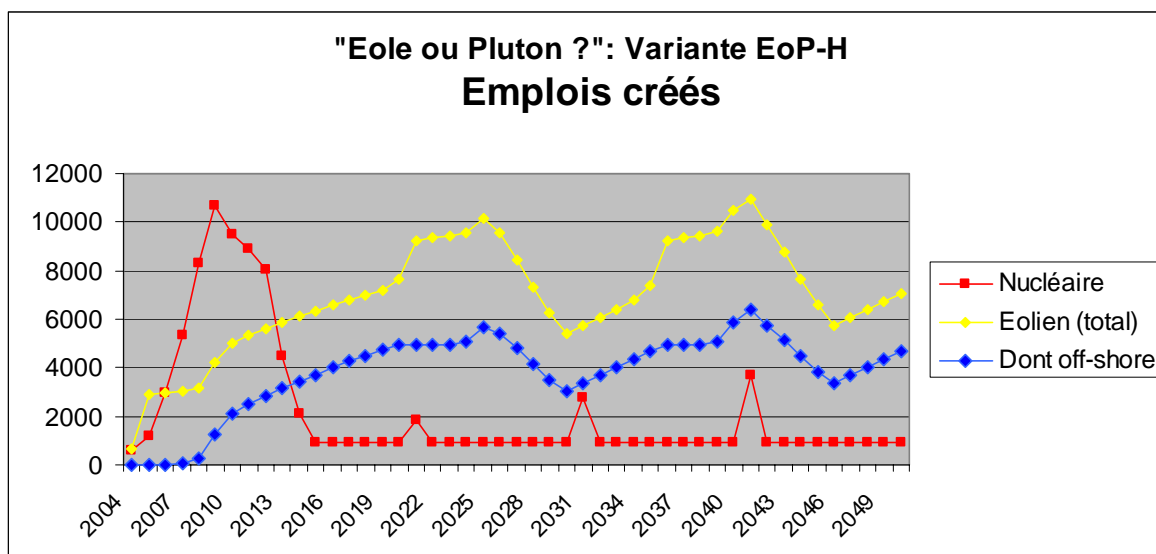
Enfin, la construction d'éoliennes puis leur remplacement représente la majorité des emplois de la filière.

Enfin, une autre raison est à rechercher dans la méthode suivie pour représenter les perspectives de la filière éolienne. En choisissant des hypothèses plutôt pessimistes sur la filière, on augmente d'autant les perspectives de l'emploi. Si les hypothèses de dépense de maintenance, en particulier off-shore, s'avéraient moins coûteuses, alors les emplois seraient moins favorables¹⁰⁶.

Dans les paragraphes suivants on détaille les résultats pour les jeux d'hypothèses permettant de tester la sensibilité des paramètres de coût et de productivité des filières.

- Variante EoP-H :

Dans cette hypothèse la construction éolienne est limitée puisque le « budget » du projet EPR est réduit.



¹⁰⁶ Ainsi, à titre de sensibilité, la baisse de la maintenance d'un ratio de 7,5% de l'investissement initial pour la maintenance off-shore a une influence sensible sur les résultats. Si ce seul chiffre est abaissé à 5% le chiffre de création d'emplois baisse de 14% au total. Pour une baisse de la maintenance off-shore à un ratio de 4% de l'investissement on enregistre 20% de baisse. Cependant, dans ces deux cas le coût total de l'éolien baisse sensiblement, ce qui augmente d'autant le budget de construction des turbines pour arriver à parité de coût avec le programme nucléaire équivalent. En ajustant le coût des programmes, la production éolienne augmente encore et le nombre d'emplois est alors en baisse de seulement 6%. Le coût de revient de l'éolien baisse globalement de plus de 9% ce qui le rend d'autant plus compétitif.

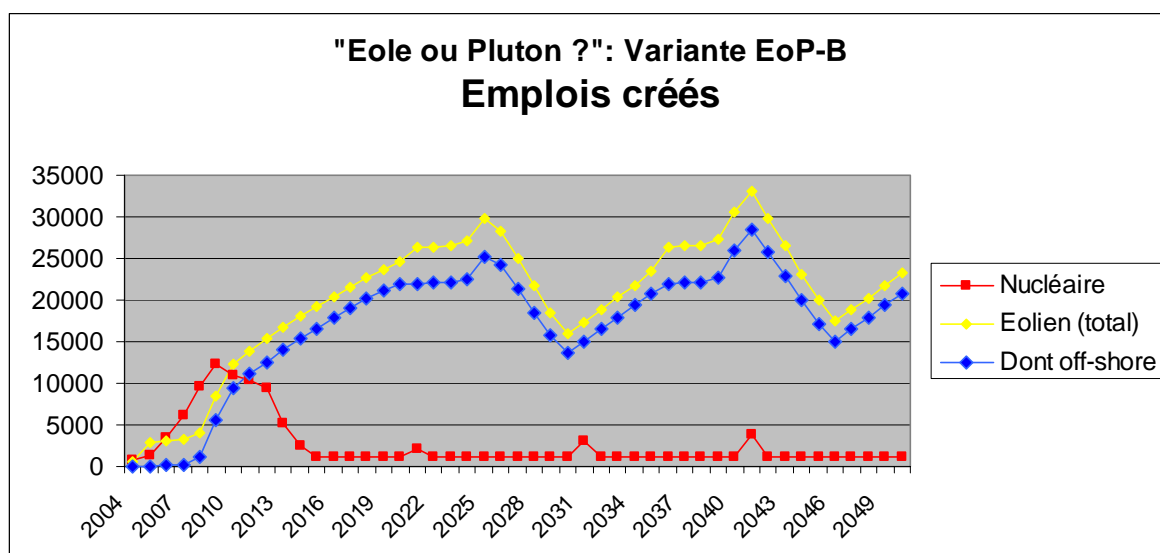
Le résultat le plus spectaculaire que l'on remarque sur ce graphique est l'emploi permanent, puisque l'estimation pour l'éolien se situe entre 6000 et 8000 emplois tandis que le réacteur se cantonne à créer en régime permanent seulement environ un millier d'emplois¹⁰⁷. Seuls quelques pics représentant la maintenance lourde de « jouvence » correspondent à une augmentation des emplois nucléaires.

- Variante EoP-B :

Les hypothèses combinent ici des coûts élevés pour l'EPR, ce qui augmente d'autant la construction d'éoliennes. La production nucléaire est donc très limitée pour une même dépense, près de cinq fois moins à l'issue de la construction éolienne !

Quant à la création d'emplois, l'argent dépensé dans l'éolien, en particulier off-shore, correspond à des créations considérables d'emploi, dues aussi au remplacement massif des turbines après quinze ans. Cette hypothèse, au départ imaginée comme désavantageuse pour l'éolien, est en réalité une source considérable de création d'emplois, presque autant que la maintenance elle-même. Ceci se voit sur le cycle de quinze années dans le graphe suivant, qui est dû au rythme de remplacement des turbines.

En réalité, un programme de construction plus lissé et ne s'arrêtant pas avant 2030 pour la construction off-shore aurait une allure plus équilibrée et moins cyclique.

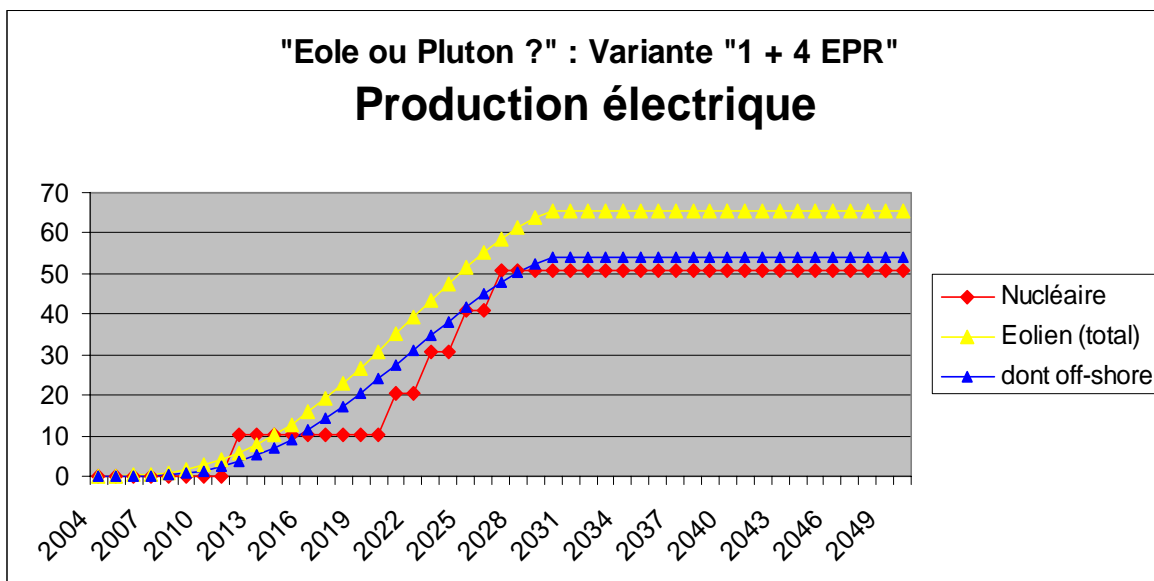


Résultat pour la Variante « 1 + 4 EPR »

Cette variante de scénario est étalée sur une quinzaine d'années de plus que le scénario DETENTE. Une fois mis en route le prototype, on construit en effet une série de quatre réacteurs. De leur côté, les éoliennes subissent un remplacement supplémentaire de la turbine à l'échéance régulière de quinze ans. Les programmes restent ainsi d'importance et de durée égales.

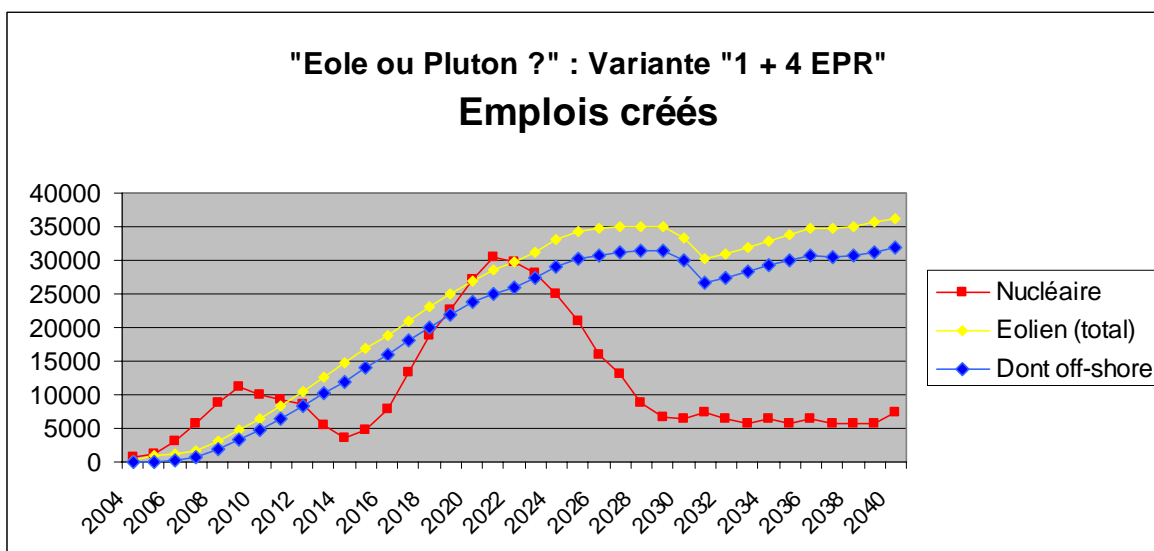
La production reste nettement plus élevée en éolien pour une dépense identique, comme le montre le graphique suivant :

¹⁰⁷ Un tel ratio est cohérent avec l'estimation que donne EDF sur son site : « une centrale nucléaire de deux tranches emploie environ 600 agents permanents. »



La production éolienne sur le terme du programme dépasse de près de 30% celle du nucléaire. La production annuelle est alors de 65 TWh/an contre 50 TWh par an pour les nouveaux réacteurs nucléaires. Les centrales nucléaires EPR de la seconde série sont échelonnées de deux ans en deux ans, avec un début des commandes deux ans après la mise en service du prototype.

Quant à l'emploi, le résultat est également fortement en faveur de l'éolien, ainsi que l'indique le graphe suivant :



Le graphe ci-dessus est réparti sur une plus longue période que celui du scénario de référence DETENTE qui ne comprenait qu'un seul réacteur EPR. Ici, un autre groupe de réacteurs est construit entre 2014 et 2020. La courbe est donc plus lissée à cause de son échelle plus importante, mais le résultat est toujours très favorable à l'éolien en terme d'emplois.

Ici encore, on peut prendre en compte le nombre total d'emploi par années ou ce chiffre actualisé pour tenir compte de la préférence au présent. Ceci est donné dans le tableau suivant :

	Emplois.années			Emplois.années actualisés		
	EPR	Eolien	Ratio	EPR	Eolien	Ratio
Variante « 1 + 4 EPR »	582 503	1 635 365	2,8	125 830	198 342	1,6

Ici encore, la différence entre les programmes que peut mener l'électricien français est majeure du point de vue social, et ceci en faveur de l'éolien. Ce sont de tels calculs –et l'observation des faits en Allemagne- qui ont favorisé les prises de positions des syndicats comme le DGB en faveur des énergies renouvelables. Cette position est même partagée par les représentants de l'énergie du grand syndicat allemand !

Annexes

Annexe 1 : deux approches pour le coût des filières

Deux méthodologies distinctes pour deux questions distinctes

L'étude « Coûts de référence de la production électrique » se propose de comparer les coûts actualisés d'un MWh d'une tranche ou d'un palier de production d'électricité **marginiaux** pour des durées d'appel annuel déterminées, en faisant l'hypothèse implicite que les besoins d'électricité, à l'époque de réalisation de ces installations, justifieront les temps de fonctionnement analysés.

L'étude Charpin-Dessus-Pellat, « Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire », se propose par contre, dans deux hypothèses contrastées d'évolution des besoins nationaux d'électricité :

- de comparer **les coûts globaux cumulés** et actualisés, de différents mix de **production, transport et distribution** d'électricité sur la période 2000-2050,
- de comparer **dans chacun des scénarios** croisés d'offre et de demande, les **coûts moyens** actualisés d'un kWh des différentes filières.

Les objectifs sont donc très clairement différents et excluent donc toute comparaison hâtive des résultats trouvés, même si la comparaison des éléments constitutifs des différents coûts (coûts d'investissement unitaires, coûts d'exploitation, coûts des combustibles, etc.) reste pertinente.

Les préoccupations différentes conduisent en effet à des méthodes différentes d'**approche du coût de production**.

- Dans l'étude « coûts de référence » on s'intéresse au coût actualisé d'un MWh d'une unité de production marginale à la date de sa construction, **sans qu'il soit fait mention explicite des besoins électriques et donc du parc de production dans laquelle elle se situe à cette époque**. En fait l'étude implique un scénario sous jacent permettant de justifier de l'emploi des moyens de production étudiés à l'époque de leur mise en service (en particulier leur durée d'appel). C'est tout particulièrement le cas pour le nucléaire où seule la construction d'un palier de 10 tranches (15 à 16.000 MW) est envisagée.
- Dans l'étude Charpin-Dessus-Pellat, c'est dans le cadre de la recherche **d'une adéquation du parc de production à des besoins électriques déterminés** (en quantité et en répartition dans le temps), à chaque période et pour différentes hypothèses de besoins et différents parcs, que l'on compare **des coûts moyens d'électricité sur l'ensemble de la période**. Les différents scénarios prennent en compte **l'inertie du parc existant** et analysent les conséquences d'évolutions contrastées des moyens de production supplémentaires sur la période 2000-2050, nécessaires pour remplacer les unités existantes et pour répondre à des besoins supplémentaires éventuels.

Dans de telles conditions par exemple, la durée d'appel annuel des différents moyens de production n'apparaît plus comme un paramètre du calcul comme dans l'exercice « coûts de référence » mais comme un des résultats de chacun des scénarios analysés.

D'autre part, la **prise en compte des préoccupations environnementales** intervient de façon très différenciée dans les deux études.

- Dans l'étude « coûts de référence » la méthode consiste à tenter une évaluation **par l'aval**, sur la base des résultats de l'étude ExternE, en internalisant les coûts des conséquences éventuelles des risques engendrés par l'emploi des différents moyens de production (par exemple les conséquences sur la santé des populations des émissions de SO₂ de l'unité réalisée).
- L'étude Charpin-Dessus-Pellat renonce à cette approche et tente à l'inverse une **valorisation par l'amont**, en tentant de mesurer l'effort économique que la société est prête à consentir pour se prémunir contre le renforcement des risques liés aux émissions de Gaz à effet de serre et aux déchets nucléaires (cumul des émissions de CO₂ et déchets nucléaires à haute activité et à très longue durée de vie sur la période 2000-2050) dans les différents scénarios.

Annexe 2 : L'opinion des Français

Des conditions changeantes pour les opérateurs nucléaires : la perception de l'énergie par les Français

Un certain nombre de sondages ont été effectués auprès d'échantillons de la population française durant l'année 2002, sur les sources d'énergie renouvelables, et l'énergie de façon plus générale. Globalement, les renouvelables suscitent des avis plutôt favorables.

- Sondage ADEME – Institut Demoscopie réalisé en janvier 2002 :

Il ressort de ce sondage que l'énergie éolienne a une forte notoriété. Pour plus de la moitié des personnes interrogées (55 %), cette source d'énergie est spontanément perçue comme propre, et pour 33 % des interviewés, elle préserverait l'environnement. Malgré qu'elles soient jugées inesthétiques par 44 % du panel questionné, 91 % pensent qu'elles ne produisent pas de déchets, 86 % les trouvent sans danger pour l'homme, et la quasi-unanimité (95 %) se prononce en faveur de leur développement. 88 % souhaiteraient que l'éolien devienne aussi important que les autres sources d'énergie.

- Sondage SOFRES pour SIIF Energies : *La perception du futur parc éolien de Bouin par les habitants des communes limitrophes*, janvier 2003 :

Ce sondage a été réalisé à la demande d'un adhérent du Syndicat des Energies Renouvelables – SIIF Energies – auprès d'un échantillon (400 personnes) de populations de Bouin, en Vendée, et de populations de communes voisines, à l'occasion de l'implantation d'un futur parc éolien – huit éoliennes. Selon le SER, et contrairement à ce que certains dires laisseraient croire, il vient confirmer l'adhésion des populations riveraines à la réalisation de parcs éoliens.

A Bouin et ses alentours, les riverains ont été très bien informés (92 % ont entendu parler du projet), et une large majorité se disent favorables (53 % sont « tout à fait favorables », 36 % sont « plutôt favorables ») à l'accueil des éoliennes. 96 % des sondés s'accordent à dire qu'elles sont non polluantes, 70 % pensent qu'elles produisent une énergie moins chère. La majeure partie des personnes interrogées estime que les impacts environnementaux des éoliennes sont moindres : 59 % s'accordent à dire qu'elles ne détériorent pas le paysage, 41 % à dire qu'elles ne sont pas bruyantes. Dans l'ensemble, les riverains perçoivent le projet comme étant une chose positive : pour l'apport de ressources financières, pour le tourisme, pour les entreprises, pour l'autonomie de l'alimentation en électricité.

91 % des riverains sondés s'entendent sur le fait qu'« *il faut accepter la construction d'éoliennes dans des zones ventées comme Bouin si on veut développer les énergies non-polluantes et lutter contre l'effet de serre* ». 93 % souhaitent qu'à l'avenir on diversifie les sources d'énergies en favorisant les renouvelables.

- Sondage du CECOP sur l'énergie nucléaire, pour l'Union Française de l'Electricité : *Les attitudes des Français à l'égard de l'énergie nucléaire*, novembre 2002 :

L'enquête a été effectuée auprès d'un échantillon national de 1 005 personnes. Principales conclusions : si les sondés apparaissent très largement convaincus que l'énergie nucléaire est une énergie « dont on ne peut se passer » (46 % avanceraient, par exemple, que le nucléaire garantit l'indépendance énergétique du pays), une majorité (61 %) ne souhaitent pas qu'elle soit utilisée à l'avenir. Le nucléaire est perçu comme représentant un danger pour la santé ; il est ainsi jugé « indispensable », mais est « mal aimé ». 42 % des interviewés souhaitent l'arrêt progressif des centrales nucléaires, 33 % souhaitent leur maintien sans construction de nouvelles. Les espoirs

sont placés sur les énergies renouvelables, 63 % pensent que l'on pourra couvrir nos besoins énergétiques à partir de ces sources d'ici 10 ou 20 ans.

- Sondage CSA pour le MINEFI : *Les Français et l'énergie*, novembre 2002 :

76 % des personnes interrogées pensent que le nucléaire est « nocif ». 67 % jugent que le respect de l'environnement dans le cadre d'une politique énergétique est « très prioritaire ». Alors que 33 % des sondés estiment qu'il convient de maintenir à son niveau actuel la production d'électricité nucléaire en France, 49 % souhaitent un rééquilibrage de la production d'électricité entre le nucléaire et les autres formes d'énergie.

- Enquête CREDOC pour la DGEMP et l'Observatoire de l'Energie : *Le baromètre d'opinion sur les Français et l'énergie*, juin 2002 :

Sondage réalisé auprès d'un échantillon représentatif de 2001 personnes âgées de 18 ans et plus. A la question « *Les attentats du 11 septembre aux Etats-Unis et les événements qui ont suivi vous paraissent-ils justifier un effort de la France pour renforcer sa sécurité d'approvisionnement en énergies ?* », 51 % des Français ont répondu qu'ils souhaitent que notre pays fasse des efforts dans le domaine des énergies renouvelables. A celle concernant l'augmentation de la facture d'électricité pour favoriser la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, près de 56 % des sondés ont répondu qu'ils étaient prêts à payer plus cher.

- Enquête EDF : « Pour vous, le service public de l'électricité c'est quoi ? », janvier 2002 :

Enquête réalisée auprès des abonnés d'EDF, à laquelle plus d'un million de personnes ont répondu. Il ressort de ce sondage que 69 % des participants jugent que, parmi les missions de service public d'EDF, « *respecter l'environnement, améliorer la qualité de l'air et lutter contre l'effet de serre* » s'inscrit comme l'une des plus importantes. Au rang des priorités pour l'avenir, « *la mise au point de nouvelles techniques d'énergies renouvelables (hydraulique, éolienne, solaire, biomasse)* » s'avère être la première, retenue par 85 % des personnes ayant répondu au questionnaire.

A noter, à l'échelle européenne, la récente enquête d'opinion publique : The European Opinion Research Group (2002) : *Energy : Issues, Options and Technologies*, European Communities, December, dont les conclusions ne font que confirmer les résultats des sondages précédemment cités : « *Les énergies renouvelables sont perçues par une majorité de personnes sondées comme les plus avantageuses, les plus respectueuses de l'environnement, et dans une moindre mesure, les plus efficaces.* »