



AGENCE
POUR L'ÉNERGIE
NUCLÉAIRE



AGENCE
INTERNATIONALE
DE L'ÉNERGIE

Prévisions des coûts de production de l'électricité

Mise à jour 1998



**PRÉVISIONS DES COÛTS
DE PRODUCTION
DE L'ÉLECTRICITÉ
MISE A JOUR 1998**

**AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE
AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE
ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES**

ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

En vertu de l'article 1^{er} de la Convention signée le 14 décembre 1960, à Paris, et entrée en vigueur le 30 septembre 1961, l'Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE) a pour objectif de promouvoir des politiques visant :

- à réaliser la plus forte expansion de l'économie et de l'emploi et une progression du niveau de vie dans les pays Membres, tout en maintenant la stabilité financière, et à contribuer ainsi au développement de l'économie mondiale;
- à contribuer à une saine expansion économique dans les pays Membres, ainsi que les pays non membres, en voie de développement économique;
- à contribuer à l'expansion du commerce mondial sur une base multilatérale et non discriminatoire conformément aux obligations internationales.

Les pays Membres originaires de l'OCDE sont : l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, le Canada, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la France, la Grèce, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Luxembourg, la Norvège, les Pays-Bas, le Portugal, le Royaume-Uni, la Suède, la Suisse et la Turquie. Les pays suivants sont ultérieurement devenus Membres par adhésion aux dates indiquées ci-après : le Japon (28 avril 1964), la Finlande (28 janvier 1969), l'Australie (7 juin 1971), la Nouvelle-Zélande (29 mai 1973), le Mexique (18 mai 1994), la République tchèque (21 décembre 1995), la Hongrie (7 mai 1996), la Pologne (22 novembre 1996) et la Corée (12 décembre 1996). La Commission des Communautés européennes participe aux travaux de l'OCDE (article 13 de la Convention de l'OCDE).

L'AGENCE DE L'OCDE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

L'Agence de l'OCDE pour l'Énergie Nucléaire (AEN) a été créée le 1^{er} février 1958 sous le nom d'Agence Européenne pour l'Énergie Nucléaire de l'OECE. Elle a pris sa dénomination actuelle le 20 avril 1972, lorsque le Japon est devenu son premier pays Membre de plein exercice non européen. L'Agence groupe aujourd'hui tous les pays Membres de l'OCDE, à l'exception de la Nouvelle-Zélande et de la Pologne. La Commission des Communautés européennes participe à ses travaux.

L'AEN a pour principal objectif de promouvoir la coopération entre les gouvernements de ses pays participants pour le développement de l'énergie nucléaire en tant que source d'énergie sûre, acceptable du point de vue de l'environnement, et économique.

Pour atteindre cet objectif, l'AEN :

- *encourage l'harmonisation des politiques et pratiques réglementaires notamment en ce qui concerne la sûreté des installations nucléaires, la protection de l'homme contre les rayonnements ionisants et la préservation de l'environnement, la gestion des déchets radioactifs, ainsi que la responsabilité civile et l'assurance en matière nucléaire;*
- *évalue la contribution de l'électronucléaire aux approvisionnements en énergie, en examinant régulièrement les aspects économiques et techniques de la croissance de l'énergie nucléaire et en établissant des prévisions concernant l'offre et la demande de services pour les différentes phases du cycle du combustible nucléaire;*
- *développe les échanges d'information scientifiques et techniques notamment par l'intermédiaire de services communs;*
- *met sur pied des programmes internationaux de recherche et développement, et des entreprises communes.*

Pour ces activités, ainsi que pour d'autres travaux connexes, l'AEN collabore étroitement avec l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique de Vienne, avec laquelle elle a conclu un Accord de coopération, ainsi qu'avec d'autres organisations internationales opérant dans le domaine nucléaire.

Also available in English under the title:

PROJECTED COSTS OF GENERATING ELECTRICITY
Update 1998

© OCDE 1998

Les permissions de reproduction partielle à usage non commercial ou destinée à une formation doivent être adressées au Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC), 20, rue des Grands-Augustins, 75006 Paris, France, Tél. (33-1) 44 07 47 70, Fax (33-1) 46 34 67 19, pour tous les pays à l'exception des États-Unis. Aux États-Unis, l'autorisation doit être obtenue du Copyright Clearance Center, Service Client, (508)750-8400, 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923 USA, or CCC Online: <http://www.copyright.com/>. Toute autre demande d'autorisation de reproduction ou de traduction totale ou partielle de cette publication doit être adressée aux Éditions de l'OCDE, 2, rue André-Pascal, 75775 Paris Cedex 16, France.

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE

2, RUE ANDRÉ-PASCAL 75775 PARIS CEDEX 16, FRANCE

9, RUE DE LA FÉDÉRATION, 75739 PARIS CEDEX 15, FRANCE

L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) est un organe autonome institué en novembre 1974 dans le cadre de l'Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE) afin de mettre en œuvre un programme international de l'énergie.

Elle applique un programme général de coopération entre vingt-quatre* des vingt-neuf pays Membres de l'OCDE. Les objectifs fondamentaux de l'AIE sont les suivants :

- i) réaliser une coopération entre les pays participants de l'AIE, en vue de réduire leur dépendance excessive à l'égard du pétrole grâce à des économies d'énergie, le développement de sources d'énergie de remplacement, ainsi que la recherche et le développement dans le domaine de l'énergie ;
- ii) l'établissement d'un système d'information sur le marché international du pétrole, ainsi que des consultations avec les compagnies pétrolières ;
- iii) une coopération avec les pays producteurs de pétrole et les autres pays consommateurs de pétrole en vue de développer un commerce international stable de l'énergie et de réaliser une gestion et une utilisation rationnelle des ressources énergétiques dans le monde, dans l'intérêt de tous les pays ;
- iv) l'élaboration d'un plan destiné à préparer les pays participants à l'éventualité d'un bouleversement important des approvisionnements pétroliers et de partager le pétrole disponible en cas de crise.

** Pays participants de l'AIE : Allemagne, Australie, Autriche, Belgique, Canada, Danemark, Espagne, États-Unis, Finlande, France, Grèce, Hongrie, Irlande, Italie, Japon, Luxembourg, Norvège (en vertu d'un accord spécial), Nouvelle-Zélande, Pays-Bas, Portugal, Royaume-Uni, Suède, Suisse et Turquie. La Commission des Communautés européennes participe aux travaux de l'AIE.*

ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

En vertu de l'article 1^{er} de la Convention signée le 14 décembre 1960, à Paris, et entrée en vigueur le 30 septembre 1961, l'Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE) a pour objectif de promouvoir des politiques visant :

- à réaliser la plus forte expansion de l'économie et de l'emploi et une progression du niveau de vie dans les pays Membres, tout en maintenant la stabilité financière, et à contribuer ainsi au développement de l'économie mondiale ;
- à contribuer à une saine expansion économique dans les pays Membres, ainsi que les pays non membres, en voie de développement économique ;
- à contribuer à l'expansion du commerce mondial sur une base multilatérale et non discriminatoire conformément aux obligations internationales.

Les pays Membres originaires de l'OCDE sont : l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, le Canada, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la France, la Grèce, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Luxembourg, la Norvège, les Pays-Bas, le Portugal, le Royaume-Uni, la Suède, la Suisse et la Turquie. Les pays suivants sont ultérieurement devenus Membres par adhésion aux dates indiquées ci-après : le Japon (28 avril 1964), la Finlande (28 janvier 1969), l'Australie (7 juin 1971), la Nouvelle-Zélande (29 mai 1973), le Mexique (18 mai 1994), la République tchèque (21 décembre 1995), la Hongrie (7 mai 1996), la Pologne (22 novembre 1996) et la Corée (12 décembre 1996). La Commission des Communautés européennes participe aux travaux de l'OCDE (article 13 de la Convention de l'OCDE).

© OCDE/AIE, 1998

Les permissions de reproduction partielle à usage non commercial ou destinée à une formation doivent être adressées au Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC), 20, rue des Grands-Augustins, 75006 Paris, France, Tél. (33-1) 44 07 47 70, Fax (33-1) 46 34 67 19, pour tous les pays à l'exception des États-Unis. Aux États-Unis, l'autorisation doit être obtenue du Copyright Clearance Center, Service Client, (508)750-8400, 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923 USA, or CCC Online: <http://www.copyright.com/>. Toute autre demande d'autorisation de reproduction ou de traduction totale ou partielle de cette publication doit être adressée aux Éditions de l'OCDE, 2, rue André-Pascal, 75775 Paris Cedex 16, France.

AVANT-PROPOS

Ce rapport est le cinquième d'une série d'études comparatives sur les coûts prévisionnels de production d'électricité en base. Les précédents rapports de cette série ont été publiés en 1983 et 1986 par l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) et, en 1989 et 1993, conjointement par l'AEN et l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Cette mise à jour est de nouveau le fruit de la collaboration de l'AEN et de l'AIE. Les données sur les coûts de production d'électricité émanent d'experts de quatorze pays Membres de l'OCDE et de cinq pays non membres.

L'étude est consacrée essentiellement aux technologies et aux centrales qui pourraient être mises en service vers 2005-2010. Il s'agit des modèles avancés de centrales au charbon, de centrales à cycle combiné au gaz et de centrales nucléaires, mais aussi de quelques technologies utilisant des sources d'énergie renouvelables et d'une unité produisant à la fois de l'électricité et de la chaleur.

On y trouvera une présentation, assortie d'une analyse, des coûts prévisionnels de production d'électricité, calculés sur la base d'hypothèses techniques et économiques communes avec des taux d'actualisation de 5 et 10 pour cent par an. Les effets sur les coûts des variations des paramètres techniques et économiques, ainsi que les tendances des coûts de l'électricité produite par des centrales au charbon et au gaz ainsi que des installations nucléaires, y sont présentés. Les annexes sont consacrées à des sujets spécifiques qui ont une influence sur les coûts de production de l'électricité, tels que les prix des combustibles, les coûts de la protection de l'environnement, la libéralisation du marché de l'électricité, la sécurité et la diversité d'approvisionnement, et la production combinée de chaleur et d'électricité.

L'étude est publiée sous la responsabilité conjointe du Secrétaire général de l'OCDE et du Directeur exécutif de l'AIE. Le rapport représente l'opinion collective du groupe d'experts et donc ne reflète pas nécessairement celle des organisations ou des gouvernements dont ses membres relèvent.

Remerciements

Les auteurs principaux de ce rapport sont Evelyne Bertel (Agence pour l'énergie nucléaire) et John Paffenbarger (Agence internationale de l'énergie).

Le Secrétariat conjoint remercie le groupe d'experts chargé de l'étude pour son importante contribution. Ce groupe a en effet fourni l'intégralité des données sur les coûts et a revu les projets de rapport successifs. M. C. Randy Hudson (Technology Insights, Oak Ridge, Tennessee, États-Unis) a assuré la présidence du groupe.

La participation de représentants de cinq pays non membres a été rendue possible grâce à la coopération de l'Agence internationale de l'énergie atomique. L'Union internationale des producteurs et distributeurs d'énergie électrique et la Commission des Communautés européennes étaient également représentées au sein du groupe.

Les auteurs remercient tout particulièrement Marie-Laure Peyrat qui a assuré la majeure partie du secrétariat et la mise en page du rapport final.

TABLE DES MATIÈRES

AVANT PROPOS	5
EXPOSÉ DE SYNTHÈSE	11
INTRODUCTION	15
Objectifs, participation et portée	15
Les études précédentes	16
Évolutions récentes	17
Autres études	19
Limites de l'étude	21
MÉTHODOLOGIE, PORTÉE ET HYPOTHÈSES GÉNÉRIQUES.....	23
Méthodologie	23
Source des données et portée de la présente étude	23
Hypothèses retenues pour les scénarios de référence	26
VUE D'ENSEMBLE DES RÉSULTATS	33
Coûts d'investissement.....	33
Coûts d'exploitation et d'entretien	35
Coûts du combustible nucléaire	36
Hypothèses concernant les prix du charbon	36
Hypothèses concernant les prix du gaz	37
Coûts totaux de production d'électricité	37
Études de sensibilité	41
Tendances des coûts prévisionnels de la production d'électricité	45
DISCUSSION ET CONCLUSIONS.....	47
RÉFÉRENCES.....	49
TABLEAUX	
Tableau 1. Liste des réponses	51
Tableau 2. Caractéristiques des centrales nucléaires	52
Tableau 3. Caractéristiques des centrales au charbon	54
Tableau 4. Caractéristiques des centrales au gaz et autres	56

Tableau 5.	Hypothèses adoptées dans les estimations nationales des coûts	58
Tableau 6.	Taux de change	59
Tableau 7.	Coûts d'investissement des centrales nucléaires actualisés à la date de mise en service	60
Tableau 8.	Coûts d'investissement des centrales au charbon actualisés à la date de mise en service	62
Tableau 9.	Coûts d'investissement des centrales au gaz ou autres actualisés à la date de mise en service	64
Tableau 10.	Calendrier des dépenses d'investissements	66
Tableau 11.	Coûts prévisionnels d'exploitation et d'entretien en 2005	68
Tableau 12.	Prix prévisionnels du combustible nucléaire	69
Tableau 13.	Prix prévisionnels du charbon	70
Tableau 14.	Prix prévisionnels du gaz.....	71
Tableau 15.	Coûts prévisionnels de production calculés avec des hypothèses génériques au taux d'actualisation de 5 % p.a.	72
Tableau 16.	Coûts prévisionnels de production calculés avec des hypothèses génériques au taux d'actualisation de 10 % p.a.	74
Tableau 17.	Coûts prévisionnels de production calculés avec des hypothèses nationales.....	76
Tableau 18.	Ratios des coûts de production – Hypothèses génériques	78
Tableau 19.	Étude de sensibilité à un taux d'actualisation de 5 % p.a.....	79
Tableau 20.	Étude de sensibilité à un taux d'actualisation de 10 % p.a.....	82

FIGURES

Figure 1.	Taille moyenne des centrales.....	85
Figure 2.	Coûts d'investissement des centrales nucléaires	85
Figure 3.	Coûts d'investissement des centrales au charbon.....	86
Figure 4.	Coûts d'investissement des centrales au gaz	86
Figure 5.	Coûts d'investissement des autres centrales	87
Figure 6.	Prix prévisionnels du charbon et du gaz en 2005	87
Figure 7.	Rapports entre les prix du gaz et ceux du charbon en 2005	88
Figure 8.	Coûts de production actualisés à 5 % calculés à partir d'hypothèses génériques	88
Figure 9.	Coûts de production actualisés à 10 % calculés à partir d'hypothèses génériques	90
Figure 10.	Ratios des coûts de production nucléaire/charbon (hypothèses génériques)	91
Figure 11.	Ratios des coûts de production nucléaire/gaz (hypothèses génériques).....	92
Figure 12.	Ratios des coûts de production charbon/gaz (hypothèses génériques).....	92

Figure 13.	Impact de l'hypothèse de prix constants des combustibles fossiles sur les ratios des coûts de production nucléaire/charbon et nucléaire/gaz (Taux d'actualisation de 5 %, durée de vie de 30 ans et facteur de charge de 75 %)	93
Figure 14.	Impact de l'hypothèse de prix constants des combustibles fossiles sur les ratios des coûts de production nucléaire/charbon et nucléaire/gaz (Taux d'actualisation de 10 %, durée de vie de 30 ans et facteur de charge de 75 %)	93
Figure 15.	Impact de l'hypothèse de prix constants des combustibles fossiles sur les ratios des coûts de production charbon/gaz (Taux d'actualisation de 5 %, durée de vie de 30 ans et facteur de charge de 75 %)	94
Figure 16.	Impact de l'hypothèse de prix constants des combustibles fossiles sur les ratios des coûts de production charbon/gaz (Taux d'actualisation de 10 %, durée de vie de 30 ans et facteur de charge de 75 %)	94
Figure 17.	Durée des dépenses en fonction de la taille de la centrale	95
Figure 18.	Évolution des coûts prévisionnels de la production d'électricité (Taux d'actualisation de 5 %, durée de vie de 30 ans et facteur de charge de 75 %)	96

ANNEXES

Annexe 1.	Membres du groupe d'experts	97
Annexe 2.	Exposés des pays sur les estimations de coûts et les technologies de production	101
Annexe 3.	Techniques de production	145
Annexe 4.	Production combinée de chaleur et d'électricité	157
Annexe 5.	Prix des combustibles	165
Annexe 6.	Coûts de la protection de l'environnement dans la production d'électricité	177
Annexe 7.	Éléments inclus dans les coûts	199
Annexe 8.	Incidences de la libéralisation des marchés sur les coûts de production de l'électricité	211
Annexe 9.	Sécurité énergétique et diversité dans la production d'électricité	231
Annexe 10.	Méthodologie des coûts actualisés	251

EXPOSÉ DE SYNTHÈSE

Ce rapport est le cinquième d'une série d'études comparatives sur les coûts prévisionnels de production d'électricité en base. L'étude a été menée conjointement par l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) et l'Agence internationale de l'énergie (AIE). L'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) et l'Union internationale des producteurs et distributeurs d'énergie électrique (UNIPED) ont participé à l'étude.

Les données utilisées dans cette étude ont été fournies par des experts d'organismes gouvernementaux et de compagnies d'électricité de quatorze pays Membres de l'OCDE et cinq pays non membres. Les coûts prévisionnels de production d'électricité présentés dans le rapport ont été calculés à l'aide de la méthodologie des coûts moyens actualisés sur la durée de vie de l'installation et en adoptant des hypothèses communes approuvés par les experts participant pour les cas de référence et les études de sensibilité.

L'étude porte sur les technologies et les types de centrales qui pourraient être mises en service d'ici à 2005-2010 dans les pays participant, et pour lesquelles ils ont établi des estimations des coûts. Celles-ci comprennent essentiellement des centrales modernes au charbon, au gaz et au nucléaire. Un seul pays a fourni des données sur les centrales de production combinée de chaleur et d'électricité ; trois pays ont fourni des données sur la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables ; enfin un pays a fourni des données pour une centrale au fioul.

Les coûts prévisionnels de production d'électricité présentés et analysés tiennent compte des normes et réglementations de protection de l'environnement en vigueur dans les pays participant à l'étude. Leur analyse cherche à déterminer dans quelle mesure leur prise en compte pourrait faire varier la compétitivité relative des différentes options. Le rapport aborde également les effets sur les coûts de production d'électricité de la libéralisation du marché de l'électricité, de la question de la sécurité et de la diversité de l'approvisionnement.

L'approche générique adoptée dans cette étude est pertinente mais présente certaines limites. Les coûts calculés ici ne visent pas à représenter les coûts « exacts » de production d'électricité calculés pour un projet spécifique. Comme les méthodes d'évaluation et les hypothèses varient en fonction des conditions et des pratiques spécifiques de chaque pays, les coûts prévisionnels calculés avec les approches nationales sont présentés également. Les résultats obtenus par les méthodes nationales peuvent être considérés comme plus représentatifs de ceux qui seraient obtenus pour certains projets spécifiques. Les choix des pouvoirs publics et des compagnies d'électricité seront en tout état de cause basés sur des évaluations plus détaillées prenant en compte leurs situations spécifiques.

Coûts de production

Par rapport aux deux études précédentes, la présente étude montre une compétitivité croissante des centrales à gaz par rapport aux centrales nucléaires et au charbon. Pour un taux d'actualisation de 5 pour cent le gaz est le moins cher de 10 pour cent au moins dans trois pays ; le charbon est le moins

cher de 10 pour cent au moins dans trois autres pays ; et le nucléaire est le moins cher de 10 pour cent au moins dans cinq pays. Dans sept pays, il y a moins de 10 pour cent de différence entre la technologie la moins chère et celle qui vient en deuxième position.

À un taux d'actualisation de 10 pour cent le gaz est le moins cher avec une marge de 10 pour cent au moins, dans neuf pays ; le charbon est le moins cher avec une marge de 10 pour cent au moins dans un pays ; et le nucléaire n'est le moins cher (avec une marge de 10 pour cent au moins) dans aucun pays. Dans huit pays, il y a moins de 10 pour cent de différence entre la technologie la moins chère et celle qui vient en deuxième position.

Trois pays seulement ont communiqué des données sur les coûts des technologies utilisant des énergies renouvelables. Ces technologies ont des performances économiques médiocres en raison de la faible puissance des installations et/ou du fait qu'elles ne sont pas parvenues au même degré de maturité que d'autres moyens de production d'électricité et ne sont généralement pas compétitives par rapport au charbon, au gaz ou au nucléaire.

Hypothèses de prix des combustibles

Sur les dix-huit pays qui ont communiqué des données pour les centrales à charbon, neuf supposent des prix constants du charbon entre 1996 et la fin de la durée de vie économique de la centrale ; huit supposent que ces prix augmenteront ; et un pays, les États-Unis, suppose qu'ils baisseront. Le taux moyen réel d'augmentation du prix du charbon prévu par les pays ayant participé à l'étude est de 0,3 pour cent par an.

Sur les seize pays qui ont communiqué des données pour les centrales à gaz, dix prévoient une augmentation du prix réel du gaz pendant la durée de vie économique de la centrale. En moyenne, les prix réels du gaz sont supposés augmenter de 0,8 pour cent par an.

Évolution des coûts de production d'électricité

Dans la plupart des pays qui ont fourni des données pour les études de 1992 et 1997, les coûts prévisionnels de la production d'électricité ont baissé pour les centrales au charbon, au gaz et nucléaire. L'ampleur de la baisse varie d'un pays à l'autre et d'une technologie à l'autre. Cependant, de façon générale la baisse relative des coûts entre les deux études est plus importante pour les centrales au gaz (de 16 à 54 pour cent) que pour celles au charbon (3 à 34 pour cent) et pour les centrales nucléaires (de 2 à 27 pour cent). Ces tendances font référence à des coûts de production calculés à un taux d'actualisation de pour cent pour une durée de vie économique de 30 ans, avec un facteur de charge de 75 pour cent et des hypothèses nationales des prix du combustible, exprimés en dollars des États-Unis au 1er juillet 1996.

Critères de décision

Outre les coûts de production de l'électricité, d'autres facteurs ont une influence sur les choix qui sont faits pour accroître la puissance installée, en particulier dans les pays où les pouvoirs publics souhaitent promouvoir un combustible ou une technologie. Parmi ces facteurs, on peut citer le développement régional, les préférences du public ou son opposition à certains types de centrales, la sécurité des approvisionnements énergétiques ou le souci de protéger l'environnement. Les pouvoirs

publics peuvent peser sur le choix des centrales par le biais de restrictions explicites, de la réglementation applicable aux fournisseurs dans une situation de monopole ou d'instruments budgétaires tels que les taxes ou les subventions.

La tendance à la déréglementation et à la privatisation du secteur de l'électricité conduisent à accorder plus d'importance à la concurrence économique et à la minimisation des risques. Dans ce contexte, les investisseurs semblent enclin à recourir à des technologies pour lesquelles les coûts d'investissement et de production sont faibles et les délais de construction courts, qui permettent de faire correspondre plus étroitement l'accroissement de capacité à celui de la demande, et celles qui posent le moins de problèmes d'acceptation du public ou d'obtention d'autorisation en accord avec le cadre réglementaire.

Résultats et conclusions

L'étude montre qu'aucune technologie ne l'emporte nettement du point de vue économique dans tous les pays. La spécificité de chaque pays détermine le choix le plus rentable. Néanmoins, il convient de noter, par rapport aux études précédentes de la même série, un accroissement de la compétitivité à court terme du gaz pour la production d'électricité. Cela tient à plusieurs facteurs : la relative simplicité et les faibles coûts de construction et d'entretien ; la baisse des coûts prévisionnels du gaz ; et des coûts des systèmes de contrôle des émissions inférieurs à ceux afférents aux autres technologies utilisant des combustibles fossiles.

L'analyse des coûts présentés dans cette étude, et leur comparaison avec ceux figurant dans les rapports précédents de la même série, conduisent à penser que le coût de la production d'électricité en base restera globalement stable à court terme. Les technologies et les combustibles qui seront utilisés varieront selon les pays en fonction des combustibles dont ils disposent et de leurs coûts relatifs.

INTRODUCTION

Objectifs, participation et portée

Cette étude est la cinquième d'une série consacrée aux prévisions de coûts de production de l'électricité en base, qui a pour principal objectif de présenter et d'expliquer des informations sur les estimations des coûts relatifs à des centrales susceptibles d'entrer en exploitation industrielle à moyen terme. Les coûts présentés et discutés dans ces rapports sont fondés sur des données fournies par des experts nationaux participant à l'étude à la demande des gouvernements. Les experts nationaux qui ont participé à la présente étude appartiennent à des ministères, des institutions et des entreprises publiques dans le domaine du nucléaire, des compagnies d'électricité exploitant des centrales nucléaires ou non nucléaires, et à une association de compagnies d'électricité. Les coûts sont calculés à l'aide d'une méthodologie commune, succinctement présentée au chapitre 2 du présent rapport et décrite en détail à l'annexe 10. Cette méthodologie a également servi à déterminer les coûts de l'électricité dans des rapports précédents de cette même série^{1,2,3,4}. Dans un souci de cohérence, des hypothèses communes ont été adoptées pour les principaux paramètres techniques et économiques utilisés dans le calcul des coûts présentés dans le présent rapport. Celui-ci offre donc un cadre cohérent permettant la comparaison des coûts prévisionnels de la production d'électricité au moyen de diverses sources et technologies dans différents pays.

La présente étude, comme les deux précédentes, a été menée conjointement pour le Comité chargé des études techniques et économiques sur le développement de l'énergie nucléaire et le cycle du combustible de l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) et le Groupe permanent sur la coopération à long terme de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Elle a été conduite en liaison avec l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) et l'Union internationale des producteurs et distributeurs d'énergie électrique (UNIPED). Quinze pays de l'OCDE (Belgique, Canada, République de Corée, Danemark, Espagne, États-Unis, Finlande, France, Hongrie, Italie, Japon, Pays-Bas, Portugal, Royaume-Uni et Turquie) et cinq pays non membres de l'OCDE (Brésil, Chine, Inde, Roumanie et Russie) étaient représentés dans le groupe de travail qui a supervisé l'étude. La liste des participants au groupe de travail figure à l'annexe 1. Vingt pays ont communiqué au Secrétariat des données sur les coûts prévisionnels de la production d'électricité au moyen d'une ou de plusieurs sources d'énergie et technologies.

L'étude couvre les technologies et les types de centrales qui pourraient être mises en service d'ici à 2005-2010 dans les pays qui ont répondu au questionnaire, et pour lesquelles ils ont établi des estimations des coûts. Les sources d'énergie et les technologies abordées dans le présent rapport incluent donc les options qui, dans ces pays, sont estimées devoir être disponibles pour exploitation industrielle d'ici 10 à 15 ans et qui ont atteint un stade de développement permettant d'établir des estimations de coûts fiables. L'éventail des sources d'énergie et des technologies pour lesquelles des données sur les coûts ont été communiquées varie selon les pays, en fonction de leurs ressources nationales et du cadre dans lequel s'inscrivent leurs politiques énergétiques. Bien que l'existence d'estimations de coûts n'implique pas obligatoirement une prise de décision ou un engagement de

construction de nouvelles centrales, les réponses reçues permettent de cerner le type de centrales électriques qui pourraient être construites à moyen terme dans les pays qui ont répondu au questionnaire.

Les données fournies portent essentiellement sur des centrales avancées alimentées au charbon, des centrales au gaz à cycle combiné et les centrales nucléaires. Malgré l'importance qu'un certain nombre de pays accordent à l'exploitation des sources d'énergies renouvelables pour la production l'électricité et les progrès technologiques notables dont il est fait mention dans les travaux publiés sur ces sources d'énergie, peu de pays ont communiqué de données sur leurs coûts prévisionnels. De même, un seul pays a fourni des données sur les centrales de production combinée de chaleur et d'électricité, c'est-à-dire la cogénération.

Le rapport présente des coûts prévisionnels comparatifs de la production d'électricité calculés sur la base d'hypothèses de référence génériques adoptées d'un commun accord. Il comporte également des analyses de sensibilité à des hypothèses techniques et économiques clés telles que la durée de vie des centrales, le taux d'actualisation et la dérive des prix des combustibles. Les tendances des coûts prévisionnels de la production d'électricité observées au cours de la décennie écoulée sont passées en revue et analysées en s'appuyant sur les résultats des études successives de cette série. L'analyse porte aussi sur les incidences des normes et réglementations de protection de l'environnement sur les coûts de la production d'électricité, en cherchant également à déterminer dans quelle mesure elles pourraient faire varier la compétitivité relative des différentes options. Le rapport aborde en outre les effets sur les coûts comparatifs des faits nouveaux récemment intervenus dans le secteur de l'électricité, tels les progrès technologiques et la libéralisation.

Les études précédentes

Les deux premières études de cette série, publiées en 1983 et 1986, ont créé le cadre méthodologique et défini des hypothèses communes applicables à l'évaluation et à la comparaison des coûts prévisionnels de la production d'électricité au moyen de différentes sources d'énergie et technologies. Ces deux études analysaient les éléments des coûts de production et étudiaient les raisons pour lesquelles ils différaient d'un pays à l'autre, ainsi que leur sensibilité à diverses hypothèses techniques et économiques.

Ces études concluaient que, dans la plupart des pays Membres de l'OCDE, les coûts prévisionnels pour les centrales nucléaires étaient inférieurs à ceux des centrales classiques au charbon tant sur la base des hypothèses de référence communes que sur celle des hypothèses spécifiques par pays. Les exceptions étaient les pays et régions ayant directement accès à du charbon bon marché, comme certaines parties de l'Amérique du Nord. Cependant, ces études signalaient que les résultats dépendaient beaucoup des hypothèses adoptées concernant les taux d'actualisation et les taux de hausse des prix des combustibles fossiles, et donc que l'avantage du nucléaire sur le charbon serait sensiblement réduit, voire annulé dans certains pays, si l'estimation des coûts prévisionnels était basée sur des taux d'actualisation plus élevés et/ou des prix plus bas du charbon.

D'après les conclusions de l'étude de 1989, qui était la première à inclure des données sur des pays non membres de l'OCDE, dans la plupart des pays, l'avantage économique des centrales nucléaires sur les centrales au charbon était très tributaire des hypothèses retenues concernant, en particulier, les taux d'actualisation et les taux de hausse des prix du charbon. Les centrales au gaz ne semblaient pas concurrentielles vis-à-vis du nucléaire ou du charbon pour la production en base.

Néanmoins, les turbines à gaz à cycle combiné apparaissaient déjà intéressantes dans certains pays où on prévoyait des prix bas pour le gaz à l'avenir.

La mise à jour de 1992 de l'étude concluait que la compétitivité relative des différentes options dépendait dans une large mesure des conditions économiques, des ressources énergétiques nationales et des cadres réglementaires de chaque pays. Par rapport aux études précédentes, elle notait que les coûts prévisionnels de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles avaient diminué, par suite d'hypothèses sensiblement inférieures retenues concernant les prix futurs des combustibles fossiles, et que les coûts prévisionnels de l'électricité d'origine nucléaire demeuraient stables. Elle soulignait que le développement de la technologie du cycle combiné conférait désormais au gaz naturel un rôle de concurrent sérieux pour la production d'électricité en base. Les données recueillies sur les sources d'énergie renouvelables utilisées pour la production d'électricité faisaient ressortir de grandes incertitudes quant à leurs coûts prévisionnels et laissaient présager une compétitivité limitée à moyen terme.

L'étude de 1992 indiquait que les coûts prévisionnels de la production d'électricité étaient les plus faibles dans les centrales nucléaires ou au charbon dans la plupart des pays, avec un avantage pour le nucléaire dans nombre d'entre eux si le taux d'actualisation retenu était de 5 pour cent. En revanche, les centrales à cycle combiné alimentées au gaz devenaient l'option la moins coûteuse pour certains pays avec un taux d'actualisation de 10 pour cent. Ce rapport évoquait aussi la sensibilisation aux problèmes d'environnement et l'influence que ces derniers pourraient avoir sur les coûts futurs de la production d'électricité. D'après les informations recueillies, rien ne permettait d'annoncer une percée technologique susceptible de faire considérablement baisser les coûts de la production d'électricité à partir de tel ou tel combustible ou moyen de production.

Il est difficile de tirer des conclusions des tendances des coûts actualisés qui se dégagent de la série d'études menée depuis 1983, car la liste des pays participants a changé au fil du temps, de même que le type de technologies pour lesquelles on avait fourni des estimations de coûts. Ainsi qu'il est indiqué plus haut, les centrales alimentées au gaz ont été prises en compte pour la première fois dans l'étude de 1989. Parmi les pays ayant communiqué des estimations de coûts concernant les centrales nucléaires et au charbon pour la première étude (en 1983) trois seulement (la France, les États-Unis et le Japon) ont transmis des données pour ces deux types de centrales dans le cadre de la présente étude. En outre, les hypothèses communes adoptées pour le calcul des coûts actualisés (par exemple, la durée de vie économique et le facteur de charge à l'équilibre) ont évolué depuis la première étude. Néanmoins, aussi bien dans le cas des centrales nucléaires que de celles au charbon, on constate une tendance générale à la baisse des coûts actualisés totaux de la production d'électricité.

Toutes ces études ont insisté sur le fait que les comparaisons internationales n'étaient pas destinées à se substituer à des évaluations économiques réalisées pour étayer la prise de décisions à l'échelle d'un pays ou d'une compagnie d'électricité. Il y était reconnu que les pays et les compagnies d'électricité auront des avis différents fondés leurs propres objectifs, les conditions économiques et financières, les cadres réglementaires en place et leurs appréciations quant à l'évolution future des prix des combustibles.

Évolutions récentes

Depuis le début des années 90, période à laquelle remonte la réalisation de la dernière étude de cette série, des changements notables sont intervenus dans le secteur de l'électricité, qui ont influé sur

le choix des sources et technologies de production d'électricité envisagées par les différents pays et compagnies électriques. Ces évolutions ont également fait varier les estimations des coûts prévisionnels de la production d'électricité. Les principaux faits nouveaux récemment survenus sont les suivants : la mondialisation de l'économie ; la tendance à la libéralisation des marchés de l'électricité (abandon des monopoles de production et de distribution de l'électricité) et à la privatisation dans le secteur de l'électricité (tendant à supprimer les compagnies d'électricité d'état) ; ainsi que la rigueur croissante de la réglementation de protection de l'environnement et de la santé s'appliquant à la production d'électricité.

Ces dernières années, les commandes de grandes centrales électriques ont été relativement peu nombreuses dans les pays de l'OCDE. Étant donné que le taux de croissance moyen de la puissance installée était de 2 pour cent par an seulement et qu'il existait une surcapacité dans certains pays, la nécessité d'y construire de nouvelles centrales de base se faisait peu sentir. Cela a limité le nombre et la diversité des types de centrales dont traite le présent rapport. En outre, les données fournies provenaient plus souvent d'études que de devis ou de prix figurant dans les commandes de centrales.

De plus en plus sensibilisés aux incidences sur l'environnement, en particulier à la pollution locale et régionale, mais aussi aux problèmes liés au changement climatique mondial, les pays se sont engagés à réduire les émissions atmosphériques. En conséquence, les sources d'énergie et les technologies plus respectueuses de l'environnement verront sans doute augmenter progressivement leurs parts de marché. Par exemple, les centrales alimentées aux combustibles fossiles pour lesquelles des estimations de coûts ont été communiquées aux fins de la présente étude ont un meilleur rendement que celles citées dans les études antérieures et sont en général équipées de dispositifs de dépollution qui réduisent les émissions de particules, ainsi que d'oxydes de soufre et d'azote. De même, les centrales nucléaires les plus modernes dont il est fait mention ici sont en conformité avec des normes et règlements de sûreté de plus en plus sévères.

Dans le souci d'atténuer les impacts sur l'environnement, des efforts ont été déployés pour chiffrer et internaliser dans toute la mesure du possible les coûts externes de la production d'électricité. Bien que les estimations de coûts indiquées dans la présente étude ne tiennent pas compte des coûts externes, elles comprennent les coûts supportés par les producteurs pour respecter les normes et réglementations d'environnement en vigueur, par exemple celles qui imposent d'équiper les centrales utilisant des combustibles fossiles de dispositifs de lutte contre la pollution atmosphérique, et les dépenses engagées pour accroître la sûreté des centrales nucléaires.

Les mesures susceptibles d'être prises pour limiter les émissions de dioxyde de carbone sont de nature à influencer de façon notable sur la compétitivité des différents combustibles pour la production d'électricité. Les limites imposées quant aux émissions de carbone et les coûts qui pourraient être attribués à ces émissions aboutiraient à une internalisation du coût estimé du risque de changement climatique. Comme les limites imposées à l'émission d'oxydes de soufre ou d'azote, les limites relatives aux émissions d'oxyde de carbone seraient économiquement favorables aux sources et technologies qui produisent peu de gaz polluants ou qui peuvent réduire ces émissions à faible coût (dans le cas de l'oxyde de carbone, il s'agit des centrales ayant une efficacité élevée). Dans ce contexte, les combustibles non-fossiles pourraient renforcer leur compétitivité face aux combustibles fossiles en fonction de la sévérité des limites imposées et du coût que les combustibles fossiles auraient à supporter pour satisfaire à ces limites.

L'évolution observée sur les marchés de l'énergie dans le monde est aujourd'hui perçue comme un facteur qui favorise la stabilité des prix de l'énergie sur les marchés internationaux et la sécurité

des approvisionnements. Cela explique l'érosion de l'avantage économique escompté pour les centrales électriques n'utilisant pas de combustibles fossiles en partant de l'hypothèse selon laquelle les prix de ces combustibles seraient élevés et ne cesseraient d'augmenter.

La tendance à la privatisation et à la déréglementation du secteur de l'électricité a réduit les marchés captifs et contraint les producteurs d'électricité à améliorer leur compétitivité économique. Dans le même temps, la demande d'électricité s'accroît lentement dans la plupart des pays de l'OCDE. Dans ces circonstances, des stratégies souples et modulables, fondées sur le recours à des centrales électriques de petite taille, qui nécessitent de faibles coûts d'investissement et de brefs délais de mise en oeuvre, présentent de nombreux atouts.

Parmi les progrès technologiques récents qui ont exercé une influence sur les coûts effectifs et prévisionnels de la production d'électricité, on peut citer l'amélioration du rendement et la diminution des coûts d'investissement des centrales au gaz, la mise au point de centrales avancées au charbon équipées de matériel antipollution et le développement de centrales électriques utilisant des sources d'énergie renouvelables. Quant aux centrales nucléaires, les progrès technologiques ont été axés sur l'amélioration de la sûreté et des performances.

Autres études

Outre les études précédentes de cette série, un certain nombre d'études de l'AEN portant sur différents aspects économiques de l'énergie nucléaire ont été publiées ou sont en cours d'élaboration. Un examen des politiques et des programmes en vigueur dans les pays de l'AEN concernant la reconnaissance, la notification et le financement des charges financières liées à l'exploitation et au déclassement des installations nucléaires a été publié en 1996⁵. Parmi les études en cours figurent des analyses des coûts de rénovation des centrales nucléaires, un examen des méthodologies d'évaluation des conséquences des accidents de réacteurs nucléaires et, dans le domaine du cycle du combustible, les coûts des dépôts de déchets de faible activité. Pour compléter la présente analyse des coûts actualisés totaux de la production électronucléaire, on a entrepris une étude des coûts d'investissement dans le nucléaire afin de les analyser en profondeur et d'étudier les moyens et méthodes permettant de les réduire.

L'AIE a publié des rapports sur l'évolution des technologies énergétiques, traitant notamment des possibilités de réduction des coûts des technologies de production d'électricité⁶, et des conséquences, pour la mise en oeuvre de ces dernières, de la libéralisation des marchés de l'énergie⁷. Le Conseil consultatif de l'industrie du charbon de l'AIE a publié une série de trois rapports exposant les avis de ses membres sur le développement et la compétitivité économique des centrales au charbon non polluantes^{8,9,10}.

L'AIEA a publié un certain nombre de documents sur divers aspects économiques de l'énergie nucléaire, dont notamment : les données sur les coûts de la production d'électricité en base dans des centrales classiques et nucléaires¹¹ ; les aspects économiques des réacteurs de faible ou de moyenne puissance en Egypte¹² ; l'évaluation économique de l'utilisation de l'énergie nucléaire pour produire de l'eau potable par dessalement de l'eau de mer^{13,14} ; et enfin, l'influence des coûts de la lutte antipollution sur la compétitivité relative des centrales nucléaires et alimentées aux combustibles fossiles¹⁵. Le programme de travail de l'AIEA concernant le développement du nucléaire comprend aussi l'évaluation des appels d'offres (étude visant à mettre à jour un guide de l'évaluation économique des appels d'offres pour les centrales nucléaires et à créer un logiciel pour l'évaluation

des appels d'offres), les aspects financiers et les modes de financement de l'électronucléaire dans les pays en développement¹⁶. S'agissant du bilan économique du cycle de combustible nucléaire, l'AIEA a mené des études comparatives des coûts de la gestion des déchets pour différentes options de production d'électricité.

Dans le domaine de l'évaluation comparative du nucléaire et d'autres moyens de production de l'électricité, l'AIEA a poursuivi la mise en oeuvre, en coopération avec d'autres organisations internationales, dont l'AEN, du projet conjoint inter-agences sur les bases de données et les méthodologies pour l'évaluation comparative des différentes sources d'énergie servant à la production d'électricité (DECADES)¹⁷. Les principaux résultats du projet, qui comprend une base de données sur les technologies, des outils informatiques pour l'évaluation comparative et des études de cas sur l'évaluation comparative à l'appui de la prise de décisions, ont été présentés et examinés à l'occasion d'un symposium international qui s'est tenu en 1995¹⁸. Un programme coordonné de recherches, lancé en 1997 dans le cadre du projet DECADES, est axé sur l'analyse, à partir d'études de cas, du rapport coût-efficacité de différents systèmes énergétiques, technologies et mesures qui permettraient d'atténuer les émissions de gaz à effet de serre et d'autres atteintes à l'environnement.

L'UNIPEDA a poursuivi sa série d'études sur les coûts prévisionnels de la production d'électricité et a publié, en 1997, un rapport sur les coûts comparés de la production d'électricité dans les centrales qui seront mises en service en 2005¹⁹. Cette étude couvre les coûts prévisionnels de la production d'électricité en base dans les grandes centrales thermiques et nucléaires. Elle conclut que, dans la fourchette de taux d'actualisation considérée (c'est-à-dire entre 5 et 10 pour cent), les centrales nucléaires, au charbon et à cycle combiné alimentées au gaz pourraient être concurrentielles dans un scénario de prix moyens des combustibles, selon le taux d'actualisation appliqué. Dans l'hypothèse d'un scénario de bas prix des combustibles, l'électricité produite dans des centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel est moins chère que celle provenant de centrales au charbon, tandis qu'avec un scénario de prix élevés des combustibles, c'est l'électricité produite dans les centrales au charbon qui revient meilleur marché, quel que soit le taux d'actualisation retenu. La mise à jour de 1997 conclut également que les coûts d'investissement des centrales au charbon et au gaz ont diminué par rapport à l'étude précédente de la série, de même que les prix prévus des combustibles fossiles. Elle signale que les pays faisant partie de l'UNIPEDA qui envisagent de recourir à l'énergie nucléaire sont moins nombreux que lors des études précédentes.

La Commission européenne a publié, en 1995, une série de rapports sur les résultats de l'étude « ExternE » sur les externalités de l'énergie²⁰. Ils décrivent la méthodologie élaborée pour chiffrer et évaluer les impacts sur l'environnement de la production d'électricité au moyen de différentes sources et technologies, et présentent les résultats de l'analyse des cycles des combustibles fossiles, du cycle du combustible nucléaire et de l'utilisation des sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité.

En France, le Ministère de l'industrie effectue à intervalles réguliers des études sur les coûts prévisionnels de la production d'électricité. Le dernier rapport, publié en 1997²¹, concerne les coûts prévus de la production d'électricité en base dans les grandes centrales thermiques et nucléaires en France. Il conclut que le nucléaire est actuellement un choix judicieux pour la production en base et que, compte tenu de la faiblesse actuelle des prix du gaz, la production électronucléaire peut être complétée par celle des centrales à turbine à gaz en cycle combiné. Il insiste sur le fait que les coûts de l'électricité d'origine nucléaire, contrairement à ceux de l'électricité produite à partir de gaz, ne sont pas sensibles aux variations des prix du combustible.

Limites de l'étude

La présente étude, comme les précédentes, admet les limites des comparaisons internationales des coûts de la production d'électricité. Les hypothèses génériques sur lesquelles sont basés les résultats ne sont pas nécessairement celles utilisées dans les études spécifiques qui sont considérées mieux adaptées au contexte national de chaque pays. Les résultats génériques ne visent pas à représenter les coûts « exacts » de production d'électricité calculés pour un projet spécifique. Dans certains cas, la compétitivité relative de différentes options, quand les coûts de production sont estimés avec l'approche générique adoptée dans ce rapport, diffère de celle résultant des études nationales (tableau 17). Les résultats obtenus par les méthodes nationales peuvent être considérés comme plus représentatifs que ceux qui seraient obtenus pour certains projets spécifiques.

Les données présentées dans ce rapport ont été communiquées par les membres du Groupe d'experts et ne découlent pas d'engagements pris par les gouvernements concernant la construction ou la planification du parc électrique. Les pays et les compagnies d'électricité évalueront les coûts des combustibles et de la production d'électricité différemment, en fonction de l'ampleur et du calendrier de leurs programmes d'expansion du parc de centrales ainsi que des contextes géographique, politique et économique dans lesquels ils opèrent. L'évaluation comparative des différentes options et stratégies en matière de production d'électricité s'effectue à l'échelon national ou au niveau des compagnies d'électricité, compte tenu des répercussions des différents choix possibles sur les coûts totaux du système de production d'électricité et des critères qui leur sont propres pour la planification et l'élaboration des politiques, notamment la sécurité des approvisionnements énergétiques, les objectifs de protection de l'environnement, les objectifs sociaux et les contraintes financières.

MÉTHODOLOGIE, PORTÉE ET HYPOTHÈSES GÉNÉRIQUES

Méthodologie

La méthode adoptée pour calculer les coûts de production de l'électricité dans la présente étude est la même que celle qui a été utilisée dans les rapports antérieurs sur les coûts de production de l'électricité et les aspects économiques du cycle du combustible : elle se fonde sur les coûts actualisés sur l'ensemble de la durée de vie des installations, exprimés en monnaie constante. Cette méthode, décrite en détail à l'annexe 10, est pertinente pour comparer les différents moyens de production d'électricité et évaluer leur compétitivité relative dans un cadre global harmonisé. Elle se prête à la comparaison économique des différents types de centrales qui pourraient être mises en service à une date déterminée dans un même pays. Néanmoins, elle ne saurait se substituer à une analyse des coûts d'un parc de production complet qui serait menée à l'échelon national ou d'une compagnie d'électricité pour venir à l'appui de la planification de son expansion ou de la prise de décisions en la matière. Elle n'indique pas non plus les choix faits par différentes compagnies d'électricité opérant dans un marché concurrentiel ou libéralisé.

L'annexe 2 intitulée « Exposés des pays sur les prévisions des coûts et sur les technologies de production » présente des informations supplémentaires sur l'approche et les hypothèses retenues dans les différents pays pour l'estimation et la notification des coûts de production de l'électricité, ainsi que sur les caractéristiques spécifiques des options de production que ces pays ont envisagées. Elle met à jour et complète des informations déjà présentées dans les rapports précédents de la même série.

Source des données et portée de la présente étude

Les données présentées et examinées dans le présent rapport ont été obtenues en faisant circuler un questionnaire dans les pays Membres et, par l'entremise de l'AIEA, dans certains pays non membres de l'OCDE qui ont participé à l'étude. Comme dans l'étude précédente de la même série, le questionnaire demandait des informations sur tous les types de centrales en base susceptibles d'être mises en service industriel d'ici à 2005-2010, à l'exclusion des centrales hydroélectriques.

Outre les données chiffrées, le questionnaire sollicitait des informations qualitatives, par exemple les listes d'éléments pris en compte dans les estimations de coûts et les méthodes comptables particulières utilisées par les différents pays qui seraient susceptibles d'influencer les coûts et qui expliqueraient donc des écarts importants des coûts de production d'un pays à l'autre. Les principales hypothèses et les méthodes d'estimation des coûts adoptées dans chaque pays sont partiellement décrites à l'annexe 2. À l'annexe 7 figurent des listes récapitulatives des facteurs pris en considération dans les estimations de coûts communiquées par les pays qui ont répondu au questionnaire.

Il semble que certains pays n'aient pas eu aisément accès à des données à jour sur les coûts en recourant à des sources qui en avaient généralement fourni par le passé pour les études de cette série. Par exemple, l'Allemagne et le Royaume-Uni, qui avaient participé aux études précédentes, n'ont pas envoyé de réponses au questionnaire de celle-ci. Cela tient peut-être en partie à la démarche de libéralisation des marchés de l'électricité suivie dans certains pays. Les informations sur les coûts de production sont considérées par les compagnies d'électricité qui doivent affronter la concurrence au niveau des prix de vente de l'énergie électrique comme étant des données liées à la stratégie commerciale et, de ce fait, confidentielles. Bien que la concurrence entre producteurs d'électricité ne joue encore dans aucun des pays examinés, sauf en Finlande et, jusqu'à un certain point, dans certains États des États-Unis, tous les pays ayant participé à l'étude s'orientent progressivement vers la libéralisation du marché ou envisagent de le faire.

Les technologies sur lesquelles des informations ont pu être fournies concernaient essentiellement les centrales électriques les plus modernes dont les performances et les coûts sont jugés bien établis, sur la base des prix des centrales commandées ainsi que d'analyses de devis ou de documents détaillés (centrales de catégorie A). On a cherché également à obtenir des informations sur les coûts des technologies à l'étude qui devraient être disponibles à l'échelle industrielle d'ici à 2010 (centrales de catégorie B). Malgré les incertitudes qui pourraient subsister eu égard aux estimations des coûts des centrales de catégorie B, le groupe de travail a considéré intéressant d'inclure ces centrales dans la présente étude pour évaluer les tendances à moyen terme. Trois pays seulement – le Brésil, les Pays-Bas et les États-Unis – ont communiqué des estimations de coûts pour des centrales de catégorie B.

Les informations fournies par dix-neuf pays qui ont répondu au questionnaire pour soixante-douze centrales électriques sont axées, pour l'essentiel, sur trois options : le charbon, le gaz et le nucléaire (voir tableau 1, liste des réponses). La figure 1 présente la puissance moyenne des centrales nucléaires, au gaz et au charbon examinées dans la présente étude. Certaines réponses mentionnaient également des estimations de coûts pour d'autres moyens de production, par exemple à partir de biomasse, d'énergie éolienne ou de fioul, ainsi que pour les centrales de cogénération.

Des estimations de coûts concernant les centrales au charbon ou au lignite ont été communiquées par dix-huit pays. Dans tous les cas, il s'agissait de centrales équipées de chaudières classiques, à l'exception de deux centrales avancées à gazéification intégrée du charbon (dans la catégorie B). La plupart des centrales au charbon pour lesquelles des estimations de coûts ont été fournies seraient équipées de dispositifs antipollution, réduisant les émissions atmosphériques d'oxydes de soufre et d'azote, de poussière et de particules (voir tableau 3 : Caractéristiques des centrales au charbon). Bien que la puissance des tranches des centrales au charbon étudiées se situe dans la fourchette comprise entre 100 MWe et 1 000 MWe, la plupart sont de taille moyenne, c'est-à-dire d'une puissance proche de 500 MWe. Leur rendement thermique net avoisine ou dépasse généralement 40 pour cent, sur la base du pouvoir calorifique inférieur.

Seize pays ont communiqué des estimations de coûts concernant des centrales au gaz, pour la plupart équipées de turbines à gaz en cycle combiné de puissance moyenne, soit 350 MWe environ. Deux pays, le Japon et la Corée, ont transmis des informations sur des centrales à turbines à gaz alimentées au gaz naturel liquéfié (GNL). Le rendement thermique net des centrales au gaz figurant dans ces réponses était généralement supérieur à 50 pour cent et, dans le cas des centrales de catégorie B, il approchait 60 pour cent.

Treize pays ont indiqué des estimations de coûts pour les centrales nucléaires incluant trois types de réacteurs : les réacteurs à eau sous pression, les réacteurs à eau bouillante et les réacteurs à eau lourde sous pression. Toutes les tranches nucléaires pour lesquelles des estimations de coûts ont été communiquées sont des réacteurs évolutifs fondés sur des modèles éprouvés. La puissance des tranches nucléaires se situe entre 455 MWe et 1 460 MWe. Trois pays – la France, le Japon et la Chine – ont établi un calcul estimatif des coûts du cycle du combustible nucléaire correspondant à un cycle fermé avec retraitement et recyclage, tandis que les autres pays ont fourni des estimations de coûts correspondant à un cycle ouvert avec évacuation directe du combustible irradié.

À l'exception de la Turquie, aucun des pays qui ont répondu au questionnaire n'a communiqué de données sur les coûts des centrales alimentées au fioul. Depuis les chocs pétroliers des années 70, la production d'électricité à partir de fioul n'est plus rentable dans la plupart des pays de l'OCDE pour la production en base²². C'est surtout dans les régions où les autres options rentables de production sont rares qu'on choisit des centrales au fioul pour fournir la charge de base. La production en base à partir de fioul peut être rentable pour des réseaux insulaires, des systèmes de production d'électricité isolés ou non reliés à un réseau, ou encore pour des réseaux dont l'expansion est plus rapide que ce que permet de couvrir l'infrastructure d'approvisionnement en combustibles. Normalement, les centrales alimentées au fioul sont principalement utilisées aujourd'hui pour la production de la charge intermédiaire et de la charge de pointe. Cette situation persistera sans doute à brève échéance.

Les centrales hydroélectriques n'entrent pas dans le champ couvert par cette série d'études parce que les coûts qui y sont associés dépendent avant tout du site et, par conséquent, elles ne se prêtent pas à la comparaison avec d'autres moyens de production dans le contexte retenu. Dans les pays de l'OCDE, la majeure partie des sites propices à l'implantation de centrales hydroélectriques ont d'ores et déjà été utilisés. Toutefois, dans les pays non membres de l'OCDE, il existe encore des possibilités assez considérables d'exploiter des ressources hydrauliques à des coûts compétitifs.

Comme dans l'étude précédente, il a été demandé de fournir des données sur les coûts des technologies permettant d'utiliser les sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité. Bien que nombre de ces technologies, telles le solaire photovoltaïque, la combustion de la biomasse et les éoliennes, soient disponibles sur le marché, trois pays seulement – le Danemark, les États-Unis et l'Italie – ont communiqué des données sur les coûts prévisionnels de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (biomasse et énergie éolienne). Le degré de développement de ces technologies et l'expérience acquise en la matière n'étaient peut-être pas suffisantes pour établir des estimations de coûts aussi solidement étayées que pour les centrales à combustibles fossiles ou les centrales nucléaires. Qui plus est, le questionnaire demandait surtout des informations sur les centrales électriques capables de répondre à la demande en charge de base ; par conséquent, certains pays n'ont pas transmis les données disponibles sur les centrales électriques utilisant des sources d'énergie à disponibilité intermittente et aléatoire, telles que les énergies éolienne et solaire. Certains pays ont mentionné dans leurs exposés (voir annexe 2) des informations qualitatives sur les technologies des énergies renouvelables. L'annexe 3 décrit succinctement des technologies utilisant les énergies renouvelables pour la production d'électricité.

Un seul pays, le Danemark, a communiqué des données sur les coûts de la cogénération. L'annexe 4 aborde les questions relatives aux combustibles, à la technologie et aux aspects économiques des systèmes de production combinée de chaleur et d'électricité. La cogénération offre des possibilités d'accroître le rendement global des systèmes d'approvisionnement énergétique et d'atténuer leur impact sur l'environnement en réduisant la consommation de combustible par unité

d'énergie fournie pour l'utilisation finale. Il est difficile d'évaluer la compétitivité des systèmes de cogénération vis-à-vis des options exclusivement vouées à la production d'électricité (voir annexe 4), et elle varie selon les pays. Cette compétitivité dépend notamment de la demande d'électricité et de chaleur, de l'existence de réseaux de distribution de chaleur et des mesures que pourraient prendre les pouvoirs publics pour accroître l'attrait économique de la cogénération compte tenu de ses avantages du point de vue de la protection de l'environnement. La plupart des centrales électriques examinées dans la présente étude peuvent être utilisées pour assurer une production combinée de chaleur et d'électricité. En particulier, les centrales alimentées aux combustibles fossiles et à la biomasse ainsi que les centrales nucléaires pourraient fournir simultanément de la chaleur et de l'électricité. D'une manière générale, les caractéristiques de la demande de chaleur et de sa distribution, ainsi que le coût élevé et le faible rendement de son transport, militent en faveur de petites unités situées à proximité des consommateurs. Néanmoins, les centrales de cogénération à grande échelle sont parfois concurrentielles pour la production d'électricité en base, lorsqu'elles sont implantées près de marchés où la chaleur trouve d'importants débouchés, notamment les grandes agglomérations.

Les estimations de coûts sont présentées, examinées et comparées aux chapitres 3 et 4. Ceux-ci sont axés sur l'analyse et la comparaison des coûts de la production d'électricité à partir de charbon, de gaz et d'énergie nucléaire dans des centrales de catégorie A, pour lesquelles la plupart des pays qui ont répondu ont fourni des informations. Les données recueillies sur d'autres sources de production d'électricité, c'est-à-dire le fioul, les énergies renouvelables et la cogénération, ainsi que sur les centrales de catégorie B, sont présentées dans les tableaux récapitulatifs et succinctement passées en revue. Aux États-Unis, les coûts de production de l'électricité diffèrent d'une région à l'autre en raison des variations régionales des coûts des matériaux, de la main-d'oeuvre et des combustibles (voir annexe 2). Les estimations de coûts présentées dans le corps du rapport pour les États-Unis concernent la région centrale (Midwest). Les estimations de coûts nationales pour les régions est et ouest sont données dans l'annexe 2.

On trouvera ci-après le résumé des hypothèses communes adoptées pour certains paramètres afin de calculer les estimations des coûts dans les cas de référence. Les pays qui ont répondu ont également transmis, chaque fois qu'il y avait lieu, des estimations de coûts calculées à partir d'hypothèses nationales spécifiques différentes des hypothèses communes adoptées dans les cas de référence. Ces estimations de coûts sont présentées à part dans les chapitres suivants. Les estimations de coûts calculées par le Secrétariat pour différentes hypothèses de taux de hausse des coûts des combustibles, de facteur de charge et de durée de vie économique des centrales sont présentées au chapitre 4, qui analyse la sensibilité des estimations de coûts à ces paramètres.

Hypothèses retenues pour les scénarios de référence

Hypothèses techniques

La date commune de mise en service – 1er janvier 2005 – a été adoptée pour l'estimation des coûts prévisionnels de la production d'électricité dans les centrales examinées dans la présente étude, y compris les centrales de catégorie B. L'adoption d'une date commune de mise en service est utile pour harmoniser les hypothèses sur les coûts d'investissement et les prix des combustibles pendant la durée de vie des centrales. De même, cela permet de limiter l'éventail des sources d'énergie et des technologies à celles qui pourraient être mises en exploitation industrielle vers 2005. Cependant, cette

date est purement indicative et ne signifie pas que les pays qui ont répondu au questionnaire aient défini des programmes fermes de construction et de mise en service de ces centrales à l'horizon 2005.

Compte tenu des performances techniques des centrales de base les plus modernes, on a retenu comme hypothèse commune une durée de vie économique de 40 ans pour l'estimation des coûts moyens actualisés de la production d'électricité. Les concepteurs et les exploitants de certaines technologies prévoient des durées de vie technique plus longues, par exemple pour les centrales au charbon et les centrales nucléaires. Comme le montre l'analyse de sensibilité, des durées de vie plus longues réduisent les coûts moyens actualisés de la production d'électricité et les technologies à forte intensité capitalistique, par exemple les centrales nucléaires, sont particulièrement sensibles à ce paramètre. S'agissant des centrales à durée de vie technique prévue plus brève, les estimations de coûts tiennent compte de dépenses de rénovation importante et/ou de remplacement des équipements à engager pendant la période considérée de 40 ans. La valeur résiduelle estimée d'une centrale à la fin de cette période de 40 ans est également prise en compte, chaque fois qu'il est pertinent de le faire.

Pour les combustibles fossiles, le nucléaire et les sources d'énergies renouvelables non intermittentes, on a supposé, pour estimer les coûts de la production d'électricité dans les cas de référence, un facteur de charge à l'équilibre de 75 pour cent. Dans les calculs, un facteur de charge de 75 pour cent à l'équilibre est simulé avec 5 000, 6 000 et 6 626 heures de fonctionnement à pleine charge par an pendant la première année, la deuxième année et les années ultérieures d'exploitation, respectivement (voir annexe 10). Les taux de disponibilité moyens de certaines centrales existantes dépassent d'ores et déjà 75 pour cent. L'analyse de sensibilité fait ressortir que les coûts de production peuvent être réduits en augmentant les facteurs de charge. Pour les sources d'énergie renouvelables à disponibilité intermittente, les facteurs de charge pris pour hypothèse, qui varient selon le type d'installation, sont indiqués dans les tableaux récapitulatifs des résultats et des hypothèses.

Les hypothèses techniques adoptées dans la présente étude concordent avec l'expérience actuelle et les performances moyennes prévues par les concepteurs et les exploitants des centrales électriques qui seront mises en service d'ici à 2005. Il convient de noter que ce sont toutefois des hypothèses relativement prudentes et que la plupart des technologies à l'étude devraient afficher des durées de vie plus longues et des facteurs de charge plus élevés.

Éléments inclus dans les coûts et base du calcul

L'annexe 7 résume les éléments de coûts inclus dans les données communiquées par chaque pays ayant répondu au questionnaire. Les coûts communiqués et examinés dans le présent rapport sont ceux qui sont susceptibles d'être pris en compte dans les choix que seraient amenés à faire les producteurs d'électricité entre diverses solutions possibles pour assurer la production d'électricité en base. Par conséquent, ils comprennent tous les éléments de coûts spécifiques concernant les centrales et les technologies supportés par les producteurs, c'est-à-dire les coûts d'investissement, d'exploitation et d'entretien, et des combustibles, ainsi que les coûts liés à la réduction de la pollution, à la gestion des déchets et à d'autres mesures de protection de l'environnement ou de la santé. En revanche, les éléments de coûts qui n'influent pas sur la compétitivité relative des différentes options, par exemple, les frais généraux induits par les services centraux, les coûts de transport et de distribution, ainsi que les taxes frappant toutes les centrales électriques, ne sont pas pris en considération. Chaque fois que les éléments de coûts entrant dans les estimations fournies par

les pays qui ont répondu au questionnaire ne correspondent pas au cadre commun, il en est fait mention à l'annexe 7 ainsi que dans la présentation et l'examen des résultats.

Les taxes sur le chiffre d'affaires et sur les bénéficiaires des producteurs qui n'influent pas sur la compétitivité relative d'une centrale particulière ne sont pas prises en compte dans les coûts de production de l'électricité communiqués et présentés dans le présent rapport. Par contre, les taxes spécifiques auxquelles sont assujetties les centrales, qui peuvent varier d'une centrale à l'autre en fonction de leur type et/ou de leur lieu d'implantation, notamment les taxes locales, doivent être prises en compte dans les coûts. De même, les taxes frappant les combustibles qui influent sur les prix acquittés par les producteurs d'électricité pour ces combustibles doivent être incluses dans les coûts des combustibles.

Les estimations de coûts présentées et examinées dans le présent rapport se réfèrent à la quantité nette d'électricité fournie aux bornes des centrales, là où commence le réseau. En conséquence, elles ne comprennent pas les coûts liés aux sous-stations des centrales, au transport sur le réseau et à la distribution aux utilisateurs finals. En général, les coûts de transport et de distribution sont les mêmes pour toutes les centrales connectées au réseau, qui font l'objet du présent rapport ; par conséquent, ils n'influent pas sur la compétitivité relative des différentes options. Il n'en va pas de même, toutefois, dans le cas des centrales de plus petite taille, utilisant des sources d'énergies renouvelables, par exemple, pour lesquelles les coûts de transport et de distribution pourraient être supérieurs ou inférieurs à la moyenne. Ces aspects sont abordés dans la présentation et l'examen des coûts de la production d'électricité au moyen de ces technologies.

Les coûts liés à l'investissement comprennent les coûts supportés avant la construction, les coûts d'investissement hors intérêts intercalaires, les coûts des rénovations de grande envergure et les coûts de démantèlement ; les intérêts pendant la construction sont calculés à l'aide du taux d'actualisation applicable et comptabilisés dans les coûts totaux actualisés de la production d'électricité. S'il faut construire des installations spécialement conçues pour l'approvisionnement en combustible de la centrale électrique, les coûts d'investissement de ces installations sont pris en compte. Les coûts de la mise hors service des centrales, qui comprennent les coûts de déclassement des installations de gestion et d'évacuation des déchets, sont inclus dans les coûts d'investissement. Les crédits associés au déclassement, par exemple, le revenu provenant de matières recyclées, sont également pris en considération.

Dans ces coûts sont également compris tous les coûts spécifiques préalables à la construction d'une centrale, tels que les coûts associés aux activités de R-D, aux autorisations, aux auditions publiques, aux études spécifiques de sécurité des centrales, ainsi qu'à l'étude et à la préparation des sites. En revanche, les coûts des infrastructures qui ne sont pas directement liés à la centrale, par exemple les coûts associés aux activités de R-D générique, à la création et à la gestion d'organismes réglementaires, ne sont pas retenus. Pour les centrales nucléaires, la première charge d'eau lourde dans les réacteurs à eau lourde sous pression entre dans les coûts d'investissement, sauf dans le cas de la Chine (voir annexe 7).

Les coûts d'exploitation et d'entretien comprennent tous les coûts supportés par les producteurs qui n'entrent pas dans les coûts d'investissement ou du combustible. Par exemple, les coûts des matières et produits consommables, tels que les appoints d'eau lourde nécessaires en cours d'exploitation des réacteurs à eau lourde ou les sorbants et catalyseurs utilisés dans les dispositifs de contrôle des émissions, font partie des coûts d'exploitation et d'entretien. Les crédits associés à la vente de sous-produits sont pris en compte, le cas échéant. Pour les centrales à combustibles fossiles,

les coûts liés au traitement, au stockage, au conditionnement et à l'élimination des résidus de combustibles fossiles, par exemple, cendres de charbon, gypse et déchets, sont pris en compte dans les coûts d'exploitation et d'entretien. S'agissant des centrales nucléaires, les coûts liés à la gestion et à l'évacuation des déchets radioactifs de faible et de moyenne activité produits en cours d'exploitation font partie des coûts d'exploitation et d'entretien.

Tous les coûts liés à l'approvisionnement en combustible d'une centrale entrent dans les coûts du combustible et comprennent, chaque fois qu'il y a lieu d'en tenir compte, le prix du produit et le coût du transport. D'une manière générale, les crédits associés aux matières recyclées, par exemple les agglomérés de cendres de charbon et d'autres sous-produits du cycle du combustible, sont également comptabilisés.

Dans le cas de l'énergie nucléaire, les coûts du cycle du combustible comprennent tous les coûts associés aux étapes en amont et en aval du cycle, ainsi que les coûts du transport entre chaque étape. Il s'agit notamment des coûts de l'uranium (*yellow cake*), de la conversion, de l'enrichissement, de la fabrication, du conditionnement et de l'évacuation ou du retraitement du combustible irradié, ainsi que de l'évacuation des déchets issus du retraitement, le cas échéant.

En ce qui concerne les centrales à combustibles fossiles, tous les coûts jusqu'à l'entrée de la centrale, y compris ceux des infrastructures de transport, sont inclus dans les prix des combustibles retenus pour estimer les coûts de production de l'électricité. Par exemple, les coûts des gazoducs ou oléoducs, des lignes ferroviaires et d'autres infrastructures de transport sont pris en compte dans les prix du gaz, du fioul et du charbon livrés à la centrale.

Aucune hypothèse commune n'a été retenue pour les hausses des prix des combustibles fossiles au fil du temps. Les hypothèses concernant ces prix utilisées pour calculer les coûts de la production d'électricité dans les cas de référence sont celles que les différents pays ont communiquées. Cependant, l'analyse de sensibilité comprend les coûts calculés en postulant un taux zéro de hausse des prix des combustibles pour toutes les centrales.

Les coûts communiqués et examinés dans la présente étude ne tiennent pas compte des externalités. Les études précédentes de cette même série, ainsi que d'autres rapports publiés par l'AEN et d'autres organisations internationales, ont traité en profondeur des questions relatives aux coûts externes en amont ou en aval des activités de production d'électricité.

Hypothèses économiques

Toutes les estimations de coûts communiquées par les pays qui ont répondu au questionnaire sont exprimées en monnaies nationales constantes au 1er juillet 1996 ; à cet effet, les pays ont utilisé dans leurs réponses les indices d'ajustement des monnaies nationales appropriés. Ces estimations ont ensuite été converties par le Secrétariat en dollars des États-Unis, à la même date, en utilisant les taux de change indiqués au tableau 6. Les estimations de coûts calculées par le Secrétariat pour l'analyse de sensibilité sont exprimées en dollars du 1er juillet 1996. Sauf indication contraire, dans la suite du rapport, dollar (\$) signifie dollar des États-Unis au 1er juillet 1996.

Le choix d'une unité monétaire commune répond à un objectif de commodité de présentation des tableaux récapitulatifs. Ainsi qu'il est signalé dans les études précédentes, les taux de change ne traduisent pas exactement les parités de pouvoir d'achat et leur utilisation risque d'altérer les comparaisons de coûts entre pays d'une manière qui ne traduit pas les différences de coûts réelles. En

particulier, l'application du taux de change entre le dollar et les monnaies nationales à une date déterminée – le 1er juillet 1996 aux fins de la présente étude – est susceptible de fausser les comparaisons entre pays en cas de fluctuations des taux de change au fil du temps. De surcroît, même si les taux de change reflétaient les parités de pouvoir d'achat, la conversion en dollars n'aboutirait pas systématiquement à des estimations de coûts pouvant être comparées d'un pays à l'autre. Il a été souligné dans les rapports précédents que la conversion ne permet pas d'appliquer les déflateurs appropriés aux coûts associés à l'importation de biens et de services. Le lecteur se doit donc de comparer avec une extrême prudence les estimations de coûts relatives à différents pays, même si elles sont exprimées dans une même unité monétaire. Il convient de noter que les conversions en dollars peuvent induire en erreur de façon plus notable lorsqu'il s'agit de pays non membres de l'OCDE, pour lesquels les taux de change ne traduisent guère, loin s'en faut, les parités de pouvoir d'achat et peuvent accuser des variations notables dans le temps.

Comme le montrent les études précédentes et les résultats exposés dans le présent rapport, les coûts de production de l'électricité, et notamment leurs ordres de grandeur relatifs, sont très tributaires des taux d'actualisation utilisés. Dans la présente étude, comme dans la précédente, les estimations de coûts de référence ont été calculées en appliquant deux taux d'actualisation réels : 5 pour cent et 10 pour cent par an. Ces valeurs, également adoptées dans la dernière étude de l'UNIPÉDE, sont jugées représentatives de la fourchette des valeurs retenues par les producteurs d'électricité dans la plupart des pays.

A l'exception d'un seul, tous les pays qui ont répondu au questionnaire et communiqué des estimations de coûts calculées à partir d'hypothèses nationales non génériques ont utilisé des taux d'actualisation compris entre 5 et 10 pour cent. Parmi les pays non membres de l'OCDE, le Brésil, la Chine et l'Inde ont utilisé un taux d'actualisation de 10 pour cent dans leurs estimations de coûts fondées sur des hypothèses nationales non génériques. Les pays de l'OCDE qui ont fourni des estimations de coûts reposant sur des hypothèses non génériques ont utilisé les taux d'actualisation annuels suivants : 5 pour cent au Canada, au Danemark, aux États-Unis et aux Pays-Bas ; 8 pour cent en France, en Hongrie, au Portugal et en Turquie ; 8,5 pour cent en Corée ; 8,6 pour cent en Belgique ; et 12 pour cent en Italie. L'Espagne et le Japon ont fourni des estimations de coûts sur la base d'hypothèses nationales et de taux d'actualisation de 5 et de 10 pour cent par an.

Les valeurs des taux d'actualisation retenues dans les estimations nationales incitent à adopter à la fois les valeurs de 5 et de 10 pour cent pour les estimations de coûts de référence figurant dans la présente étude. Dans la pratique, le choix d'un taux d'actualisation fait par une compagnie d'électricité donnée pour étayer sa prise de décisions dépendra de sa situation particulière ainsi que du cadre économique, réglementaire et commercial global du pays. Malgré les très nombreux travaux publiés sur les taux d'actualisation et leurs rapports avec les risques financiers et les taux de rentabilité requis par les investisseurs privés ou publics, il ne se dégage pas de convergence de vues en la matière. Parmi les résultats présentés dans la suite du présent rapport figurent des éléments de coûts et des calendriers de dépenses offrant au lecteur des informations détaillées utilisables pour l'estimation des coûts en appliquant le taux d'actualisation qui cadre le mieux avec son propre contexte.

Dans un souci de simplicité et de cohérence, aux fins de la présente étude, on a calculé les intérêts pendant la construction et la valeur actuelle des coûts futurs correspondant à l'aval du cycle du combustible, c'est-à-dire les coûts du déclassement et de la gestion des déchets radioactifs, en utilisant en guise de taux d'intérêt le taux d'actualisation approprié. Bien que ce soit la pratique courante dans la plupart des pays de l'OCDE, certains pays adoptent pour les charges financières à

long terme des taux d'actualisation plus faibles, qui correspondent au taux de rendement réel à long terme que l'on peut raisonnablement s'attendre à dégager sur les fonds placés pour faire face aux coûts futurs. L'étude de l'AEN sur les charges financières futures⁵ décrit les diverses méthodes adoptées par différents pays à cet égard. Comme le montrent les résultats présentés plus loin, l'adoption de taux d'actualisation inférieurs pour les charges financières futures a peu d'influence sur les coûts actualisés.

Les coûts ont été estimés en prenant comme date de référence pour l'actualisation la date de mise en service, c'est-à-dire le 1er janvier 2005 dans le cadre de la présente étude. Ce choix n'est pas essentiel car le coût actualisé de production par unité d'électricité produite ne dépend pas de la date de référence retenue pour l'actualisation. Néanmoins, ainsi qu'il est signalé plus haut, la date supposée de mise en service peut influencer les coûts actualisés s'il se produit une variation des coûts réels de la centrale, du combustible ou des services pendant la construction et l'exploitation.

VUE D'ENSEMBLE DES RÉSULTATS

Coûts d'investissement

Les informations communiquées sur les coûts prévisionnels d'investissement sont récapitulées aux tableaux 7, 8 et 9, respectivement pour les centrales nucléaires, au charbon, au gaz et autres. Les pays qui ont répondu au questionnaire ont transmis des données sur les coûts de construction de base exprimées en monnaies nationales au 1er juillet 1996 et le Secrétariat les a converties en dollars au 1er juillet 1996 en appliquant les taux de change indiqués au tableau 6. Les autres éléments des coûts d'investissement sont notamment : les intérêts pendant la construction calculés pour des taux d'actualisation de 5 et de 10 pour cent par an ; les provisions pour aléas, si elles sont mentionnées à part et n'entrent pas dans le coût de base ; les coûts des rénovations de grande envergure, par exemple le remplacement de générateurs de vapeur dans les centrales nucléaires ; et le déclassement, s'il y a lieu. Le total des coûts d'investissement calculés pour des taux d'actualisation de 5 et de 10 pour cent par an comprend les « autres coûts » indiqués par certains pays (voir annexe 2 et annexe 7 pour plus de détails).

Le tableau 7 et la figure 2 présentent les coûts prévisionnels de construction de base (hors intérêts intercalaires) des centrales nucléaires. Dans les pays de l'OCDE, les coûts prévisionnels, hors intérêts intercalaires, de construction des centrales nucléaires varient entre moins de 1 500 \$/kWe aux États-Unis pour une unité de catégorie B et plus de 2 000 \$/kWe en Finlande, au Japon et en Espagne. Dans les pays non membres de l'OCDE, la fourchette de ces coûts prévisionnels est moins large : elle va de 1 020 \$/kWe en Chine, dans le cas de Qinshan 2, à 1 840 \$/kWe en Inde. Les estimations des coûts de déclassement peuvent accuser des variations notables d'un pays à l'autre, en fonction de leurs normes, réglementations et systèmes comptables nationaux (voir annexe 2). Les coûts du déclassement des centrales nucléaires et leur variabilité ont été examinés dans les rapports précédents de la série et dans d'autres études de l'AEN^{23,24}. La part des coûts de déclassement dans le total des coûts actualisés d'investissement des centrales nucléaires est faible dans tous les cas de figure : moins de 1 pour cent avec un taux d'actualisation de 10 pour cent par an et un faible pourcentage avec un taux d'actualisation de 5 pour cent par an. Les calendriers des dépenses d'investissement indiqués sont très variables (de quatre à neuf ans) selon les pays, comme le montre le tableau 10. Ces écarts influent de façon sensible sur les intérêts pendant la construction et les coûts actualisés de la production d'électricité.

Les coûts prévisionnels d'investissement des centrales au charbon sont présentés au tableau 8 et à la figure 3. Dans les pays qui ont communiqué des données pour les deux types de centrales, à l'exception du Japon, les coûts d'investissement hors intérêts intercalaires des centrales au charbon sont généralement inférieurs à ceux des centrales nucléaires. Dans la plupart des pays de l'OCDE, les coûts d'investissement hors intérêts intercalaires des centrales au charbon varient approximativement entre 1 000 \$/kWe et 1 350 \$/kWe. À l'extrémité inférieure de la fourchette, on trouve le Canada, qui a communiqué des coûts prévisionnels d'investissement hors intérêts intercalaires se montant à 837 \$/kWe pour quatre tranches sur un même site d'une puissance de 750 MWe chacune, utilisant le

procédé de combustion de charbon pulvérisé. À l'extrémité supérieure de la fourchette, le Japon et le Portugal ont indiqué, pour ce même type d'installations, des coûts d'investissement hors intérêts intercalaires supérieurs à 2 000 \$/kWe. Les coûts notifiés d'investissement hors intérêts intercalaires, s'agissant des centrales au charbon de catégorie B (charbon pulvérisé aux Pays-Bas ; cycle combiné à gazéification intégrée aux Pays-Bas et aux États-Unis), sont légèrement supérieurs à ceux des centrales de catégorie A dans les deux pays. Dans les pays non membres de l'OCDE, les coûts d'investissement hors intérêts intercalaires des centrales au charbon se situent entre 772 \$/kWe en Chine et 1 258 \$/kWe au Brésil. Tous les pays ayant répondu à cette enquête ont estimé que les coûts de déclassement étaient négligeables car les dépenses correspondantes, déjà faibles, seront largement couvertes par le profit tiré de la valeur du site et de la vente des matières réutilisables récupérées dans le processus de mise hors service. Certains pays font état de coûts liés à des rénovations de grande envergure pendant la durée de vie économique de la centrale correspondant à un entretien très poussé et/ou au remplacement d'équipements dont la durée de vie technique prévue est inférieure aux 40 ans de durée de vie économique supposée dans les cas génériques. Ces coûts des rénovations de grande envergure ne représentent pas plus de quelques points de pourcentage du total des coûts d'investissement actualisés au taux de 10 pour cent par an et moins de 18 pour cent avec un taux d'actualisation de 5 pour cent annuels. Les calendriers des dépenses varient de quatre à huit ans pour les centrales au charbon (voir tableau 10) dans les pays Membres et non membres de l'OCDE, s'agissant de centrales de catégorie A ou B. Dans la plupart des pays, les calendriers prévisionnels des dépenses sont légèrement plus brefs pour les centrales au charbon que pour les centrales nucléaires.

Les coûts prévisionnels d'investissement des centrales au gaz sont indiqués au tableau 9 et à la figure 4. Il s'agit, dans tous les cas, de centrales à cycle combiné équipées de turbines à gaz, à l'exception d'une centrale à turbine à vapeur alimentée au gaz au Danemark et d'une centrale à pile à combustible de catégorie B aux États-Unis. D'une manière générale, les coûts de construction des centrales au gaz sont très inférieurs à ceux des centrales nucléaires ou au charbon. Les coûts prévisionnels d'investissement hors intérêts intercalaires des centrales au gaz sont inférieurs à 800 \$/kWe, à quelques exceptions près, dans les pays Membres et non membres de l'OCDE, s'agissant de centrales de catégorie A ou B. De même que pour les centrales au charbon, les coûts de déclassement sont négligeables. En revanche, un certain nombre de pays signalent des dépenses notables de rénovations de grande envergure, pour le remplacement de parties importantes des centrales au bout de 20-25 ans d'exploitation. Dans ces pays, les coûts de rénovation représentent de 2 à 27 pour cent du total des coûts d'investissement avec un taux d'actualisation de 5 pour cent, et de 1 à 13 pour cent avec un taux d'actualisation de 10 pour cent. Les calendriers des dépenses dans les centrales au gaz sont plus courts que dans les centrales au charbon ou les centrales nucléaires dans tous les pays, à l'exception de l'Espagne (voir tableau 10) : ils sont compris entre deux ans aux États-Unis et six ans au Danemark. Par conséquent, les coûts totaux d'investissement des centrales au gaz sont plus faibles que ceux des centrales au charbon ou des centrales nucléaires, avec un taux d'actualisation de 5 ou de 10 pour cent par an.

Étant donné qu'un nombre restreint de pays ont communiqué des informations sur d'autres technologies et que les données transmises concernent peu de centrales, les estimations de coûts indiquées pour ces technologies ne sont sans doute pas représentatives de la fourchette de coûts de l'ensemble des technologies disponibles. Les coûts d'investissement hors intérêts intercalaires des centrales utilisant d'autres technologies présentés au tableau 9 et à la figure 5 se situent généralement dans la même fourchette que ceux des centrales au charbon, à l'exception de la centrale à turbine à vapeur utilisant de la paille comme combustible au Danemark. Les informations communiquées par le Danemark et l'Italie sur les éoliennes font état de délais de construction très courts, compris entre un et deux ans. Au Danemark, les coûts d'investissement hors intérêts intercalaires des parcs d'éoliennes

en mer sont deux fois plus élevés que ceux des éoliennes à terre, alors que leur puissance installée totale serait plus de dix fois supérieure. Toutefois, les coûts élevés de construction, d'exploitation et d'entretien des parcs d'éoliennes en mer sont en compensés par leur taux de disponibilité, qui est de 35 pour cent, contre un maximum de 25 pour cent pour les fermes éoliennes à terre.

Les causes des différences de coûts d'investissement entre des centrales faisant appel à des technologies semblables et de puissance équivalente dans différents pays ont été examinées en détail dans des rapports précédents de la série. Les principaux facteurs de variabilité des coûts d'investissement d'un pays à l'autre sont les suivants : le coût de la main-d'œuvre ; les prix des ressources et des équipements sur les marchés intérieurs ; les cadres institutionnels et réglementaires ; les infrastructures en place ; et la spécificité des sites. Les fluctuations observées sur les marchés des changes sont une cause supplémentaire de variabilité, compte tenu du fait que les coûts d'investissement sont exprimés en dollars.

Coûts d'exploitation et d'entretien

Les coûts prévisionnels d'exploitation et d'entretien sont présentés au tableau 11. Ils sont exprimés en dollars par kWe de puissance installée nette par an. On trouvera à l'annexe 7 une liste récapitulative des éléments pris en compte par chaque pays dans les coûts d'exploitation et d'entretien. Comme dans le dernier rapport de cette série, on n'a pas analysé la ventilation de ces coûts d'exploitation et d'entretien car il ne s'en dégage pas d'informations pertinentes, les règles et pratiques comptables étant différentes selon les pays. Pour toutes les technologies, il est prévu que les coûts d'exploitation et d'entretien restent stables, en monnaie constante, pendant l'intégralité de la durée de vie économique des centrales, dans tous les pays à l'exception de la Hongrie, du Brésil, de la Chine et de la Russie. Il est prévu que ces coûts augmentent dans le cas la centrale au gaz en Hongrie, pour toutes les centrales au Brésil, et pour les centrales au charbon et au gaz en Russie. En revanche, les coûts d'exploitation du CANDU 6 en Chine sont prévu en baisse.

Dans les pays de l'OCDE, les coûts prévisionnels d'exploitation et d'entretien des centrales nucléaires en 2005 sont compris entre 39 et 62,5 \$/kWe installé par an, sauf au Japon où ils dépassent 100 dollars. Dans la plupart des pays non membres de l'OCDE, les coûts d'exploitation et d'entretien des centrales nucléaires en 2005 devraient être inférieurs à ceux observés dans les pays de l'OCDE, la plage de variation se situant entre 29 et 43 \$/kWe installé par an, à l'exception de la centrale à eau lourde en Roumanie (75 \$/kWe installé par an) et du CANDU 6 en Chine (dont les coûts d'exploitation et d'entretien seraient ramenés de 57,6 \$/kWe installé par an en 2005 à 40,6 \$ en 2025, pour demeurer constants par la suite).

Les coûts prévisionnels d'exploitation et d'entretien des centrales au charbon sont compris entre 26 et 75 \$/kWe installé par an dans les pays de l'OCDE, sauf au Japon, où ils sont supérieurs à 80 \$/kWe installé par an. Dans les pays non membres de l'OCDE, ces coûts prévisionnels sont généralement plus faibles que dans les pays de l'OCDE : ils varient de 17,5 à 36 \$/kWe installé par an. Bien que les fourchettes des coûts prévisionnels d'exploitation et d'entretien des centrales nucléaires et au charbon se chevauchent, ceux des centrales au charbon sont généralement inférieurs à ceux des centrales nucléaires dans les pays qui ont communiqué des estimations de coûts pour ces deux technologies, exception faite de la Finlande et de la France.

S'agissant des centrales au gaz, les coûts prévisionnels d'exploitation et d'entretien sont compris entre 6 et 50 \$/kWe installé par an, sauf en Finlande où ils dépassent ceux des centrales nucléaires ou

au charbon et se situent au-delà de 70 \$. Quant aux autres technologies, ces coûts prévisionnels varient à l'intérieur d'une large fourchette en raison de la diversité des types et de la puissance des centrales. Les coûts prévisionnels d'exploitation et d'entretien des éoliennes sont relativement faibles : ceux des installations à terre avoisinent 15 \$/kWe installé par an et ceux du parc d'éoliennes en mer représentent 42 \$/kWe installé par an au Danemark.

La plage de variation des coûts d'exploitation et d'entretien de technologies semblables dans différents pays est très large. Cette variabilité découle des disparités nationales concernant un certain nombre de facteurs, tels que les salaires, la productivité et la réglementation, lesquels influent sur les coûts d'exploitation et d'entretien. Comme pour les coûts d'investissement, le recours à une unité monétaire commune est une cause supplémentaire de variabilité.

Coûts du combustible nucléaire

Le tableau 12 récapitule les principaux éléments du coût du combustible nucléaire, c'est-à-dire ceux de l'uranium et des services d'enrichissement et de fabrication, lorsqu'ils ont été communiqués. Six pays ont transmis des données prévisionnelles sur les prix de l'uranium. Au Canada, en Corée, aux États-Unis et en France, ces prix varient entre 42 et 65 \$/kgU et devraient demeurer stables pendant toute la durée de vie économique des centrales. L'Inde table sur des prix de l'uranium restant constants à 169 \$/kgU. Le Brésil part de l'hypothèse selon laquelle ces prix augmenteront progressivement pour passer de quelque 44 à près de 54 \$/kgU entre 1996 et 2045. Ces prix prévus sont supérieurs au prix actuel de l'uranium sur le marché à court terme, mais proches des prix contractuels²⁵.

Les coûts globaux du cycle du combustible nucléaire par kWh, comprenant l'uranium ainsi que les services en aval et en amont du cycle, calculés avec les hypothèses génériques et des taux d'actualisation de 5 et de 10 pour cent par an respectivement, sont présentés aux tableaux 15 et 16 ; le tableau 17 présente ces coûts calculés avec des hypothèses nationales. Avec un taux d'actualisation de 5 pour cent par an et les hypothèses génériques, les coûts du cycle du combustible nucléaire représentent entre 13 et 29 pour cent du total des coûts actualisés de production de l'électricité pour les réacteurs à eau ordinaire, et entre 8 et 23 pour cent pour les réacteurs à eau lourde. Avec un taux d'actualisation de 10 pour cent par an, la part des coûts du cycle de combustible dans le total des coûts actualisés de production se situe entre 8 et 18 pour cent pour les réacteurs à eau ordinaire et entre 5 et 14 pour cent pour les réacteurs à eau lourde. La dernière étude de l'AEN sur les aspects économiques du cycle du combustible²⁶, publiée en 1994, montre que les coûts prévisionnels actualisés du cycle du combustible nucléaire s'orientent à la baisse au fil du temps, en raison de l'amélioration des performances du combustible et des réacteurs ainsi que de la réduction des prix prévus de l'uranium et des services relatifs au cycle du combustible. Ces dernières années, les prix de ces services ont été stables ou en baisse. Par ailleurs, malgré la hausse sensible du prix de l'uranium sur le marché à court terme, le prix moyen payé par les compagnies d'électricité qui s'approvisionnent essentiellement grâce à des contrats à long terme est demeuré stable en termes réels (voir annexe 5 sur les prix des combustibles).

Hypothèses concernant les prix du charbon

Les hypothèses de prix du charbon adoptées par les pays qui ont répondu au questionnaire sont indiquées au tableau 13 et à la figure 6 et analysées à l'annexe 5. Ces prix sont exprimés en dollar par gigajoule (\$/Gj) afin de refléter le contenu énergétique réel du charbon en tenant compte des

pouvoirs calorifiques différents selon les qualités de charbon. Les prix sont donnés sur le carreau de la mine ou à la frontière nationale, et livré à la centrale. Les prix prévisionnels livrés à la centrale ont été utilisés pour calculer les coûts actualisés de production de l'électricité présentés aux tableaux 15, 16 et 17. Dans les pays de l'OCDE, à l'exclusion du lignite d'origine nationale, les prix prévus du charbon livrés à la centrale à la date de sa mise en service, c'est-à-dire 2005, varient de 1 \$/Gjoule aux États-Unis à 2,8 \$/GJ en Italie et aux Pays-Bas. Dans les pays non membres de l'OCDE, les hypothèses de prix du charbon livrés à la centrale varient entre 1,3 et 3,2 \$/Gjoule. Neuf des dix-huit pays qui ont communiqué des estimations de coûts pour des centrales au charbon supposent des prix du charbon constants à partir de 1996 et pendant toute la durée de vie économique des centrales ; huit pays ont supposé des prix en hausse et un pays, les États-Unis, a supposé des prix en baisse. Le taux moyen de hausse des prix du charbon en termes réels prévu par les pays qui ont répondu au questionnaire est de 0,3 pour cent par an. Les coûts actualisés de la production d'électricité calculés en supposant des prix du charbon constants sont présentés aux tableaux 19 et 20.

Hypothèses concernant les prix du gaz

Les hypothèses concernant les prix prévisionnels du gaz figurent au tableau 14 et à la figure 6, et sont examinées à l'annexe 5. En 2005, date présumée de la mise en service des centrales, les prix du gaz livrés à la centrale devraient se situer entre 1,6 \$/Gjoule aux États-Unis et 5,35 \$/Gjoule en Italie. Dix pays, parmi les seize qui ont communiqué des estimations de coûts relatives aux centrales au gaz, prévoient une augmentation des prix du gaz en termes réels pendant la durée de vie économique des centrales. En moyenne (voir annexe 5), la croissance des prix du gaz en termes réels serait de 0,8 pour cent par an. Les coûts actualisés du combustible utilisé dans les centrales au gaz, calculés à partir d'hypothèses génériques et nationales, sont présentés aux tableaux 15 à 17 ; ces coûts calculés en supposant des prix du gaz constants sont présentés aux tableaux 19 et 20. On trouve à la figure 7 les rapports entre les prix du gaz et ceux du charbon en 2005 dans les pays qui ont communiqué des données sur ces deux combustibles. Ces rapports vont de 1,2 en Turquie à près de 3 en Corée. Le Japon et la Corée, qui utilisent du gaz naturel liquéfié, font état des rapports les plus élevés entre les prix du gaz et ceux du charbon. Le Brésil est le seul pays où le prix du gaz est supposé inférieur à celui du charbon (centrale C1).

Coûts totaux de production d'électricité

Les coûts prévisionnels actualisés de la production d'électricité calculés à partir d'hypothèses génériques (c'est-à-dire un facteur de charge stabilisé de 75 pour cent et une durée de vie de 40 ans), exprimés en dollars par kWh, figurent aux tableaux 15 et 16, pour des taux d'actualisation respectifs de 5 et de 10 pour cent par an. Dans le cas des éoliennes, un facteur de charge stabilisé de 75 pour cent n'est pas applicable, c'est pourquoi les estimations présentées aux tableaux 15 et 16 sont celles qu'ont communiquées les pays ayant répondu au questionnaire. Les coûts prévisionnels actualisés de la production d'électricité calculés à partir d'hypothèses nationales (voir tableau 5) sont présentés au tableau 17. On trouve aux figures 8 et 9 les coûts de production calculés à partir d'hypothèses communes en appliquant respectivement des taux d'actualisation de 5 et de 10 pour cent pour toutes les centrales examinées dans la présente étude.

La discussion qui suit se réfère exclusivement aux coûts calculés avec les hypothèses génériques. La compétitivité relative du charbon, du gaz et du nucléaire, diffère dans certains pays, tel le Japon, selon que les coûts sont calculés avec les hypothèses génériques ou avec les hypothèses nationales

(voir tableau 17). Aux États-Unis, la compétitivité relative du charbon, du gaz et du nucléaire diffère selon les régions (voir annexe 2).

Les rapports entre les coûts de production à partir du nucléaire, du charbon et du gaz, calculés avec les hypothèses génériques en appliquant des taux d'actualisation de 5 et de 10 pour cent, sont récapitulés au tableau 18. Les autres technologies ne figurent pas dans ce tableau parce que les informations communiquées les concernant sont rares ; en outre, leurs coûts ne sont pas comparables, en général, à ceux des trois principales sources de production d'électricité, à savoir, le charbon, le gaz et le nucléaire. Ainsi qu'il est indiqué au chapitre 2, seulement huit pays de l'OCDE et deux pays non membres de l'OCDE ont communiqué des estimations de coûts pour les centrales nucléaires, au gaz et au charbon, mais la plupart en ont fourni sur deux technologies au moins.

Les ratios des coûts de production nucléaire/charbon, nucléaire/gaz et charbon/gaz sont présentés schématiquement dans les figures 10, 11 et 12 respectivement, en appliquant des taux d'actualisation de 5 et de 10 pour cent par an. Avec un taux d'actualisation de 5 pour cent, les rapports entre les coûts de l'électricité d'origine nucléaire et de l'électricité produite à partir de charbon sont compris entre 0,6 et 1,3 ; les ratios des coûts de la production d'électricité d'origine nucléaire et à partir de gaz se situent entre 0,7 et 1,4 ; et, entre le charbon et le gaz, ils entrent dans une fourchette allant de 0,7 à 1,3 (à l'exception du Brésil où le coût de production pour la centrale au charbon de 315 MWe est pratiquement deux fois plus élevé que pour les centrales au gaz). Avec un taux d'actualisation de 10 pour cent, les fourchettes dans lesquelles se situent ces ratios sont les suivantes : de 0,75 à 1,5 entre le nucléaire et le charbon ; de 0,95 à 2,0 entre le nucléaire et le gaz ; et de 0,7 à 1,9 entre le charbon et le gaz.

Par rapport aux études précédentes de la même série, les rapports entre les estimations de coûts calculées à l'aide d'hypothèses communes font ressortir une compétitivité grandissante des centrales au gaz vis-à-vis des centrales au charbon ou des centrales nucléaires. Les coûts prévisionnels de production dans les centrales nucléaires sont plus faibles que dans les centrales au gaz, que l'on applique un taux d'actualisation de 5 ou de 10 pour cent, dans deux pays – la France et le Japon. Au Canada, en Corée, en Espagne et en Russie, les coûts de production dans les centrales nucléaires sont plus bas que dans les centrales au gaz en appliquant un taux d'actualisation de 5 pour cent, mais plus élevés avec un taux d'actualisation de 10 pour cent. Dans les quatre autres pays – Finlande, Turquie, États-Unis et Brésil – qui ont communiqué des estimations de coûts concernant les centrales nucléaires et les centrales au gaz, il est prévu que le gaz reviendra moins cher, que le taux d'actualisation soit de 5 ou de 10 pour cent.

Dans la plupart des pays qui ont communiqué des données sur les coûts dans les centrales au gaz et au charbon, le gaz est moins cher avec des taux d'actualisation de 5 et de 10 pour cent. Cependant, le charbon est moins coûteux que le gaz au Danemark et en Finlande, ainsi qu'au Japon et en Corée où les centrales au gaz sont alimentées avec du gaz naturel liquéfié (GNL). En France, en Italie et en Espagne, le gaz revient plus cher que le charbon si le taux d'actualisation est de 5 pour cent, mais moins cher s'il est de 10 pour cent. Au Canada, en Hongrie et aux États-Unis, le gaz est moins onéreux que le charbon avec un taux d'actualisation de 5 pour cent dans certaines des centrales considérées. Dans les deux pays non membres de l'OCDE qui ont communiqué des données sur les centrales au charbon et au gaz, le gaz est plus économique quel que soit le taux d'actualisation, 5 ou de 10 pour cent.

La compétitivité du charbon et du nucléaire varie d'un pays à l'autre et, à l'intérieur d'un même pays, d'une centrale à l'autre. En France et en Chine, le nucléaire est moins onéreux avec des taux

d'actualisation de 5 et de 10 pour cent. Aux États-Unis, en Finlande et au Japon, c'est le charbon qui est plus économique en appliquant ces deux taux d'actualisation. Dans les sept autres pays qui ont communiqué des données concernant les centrales nucléaires et au charbon, les ratios des coûts sont supérieurs ou inférieurs à 1, en fonction du taux d'actualisation retenu et/ou de la centrale considérée.

Les figures 8 et 9 illustrent les coûts des différentes options pour lesquelles des données ont été communiquées. Il est pertinent d'examiner les deux options les moins chères dans chaque pays. Généralement, quand le nucléaire est le moins cher, c'est le charbon qui vient en second et quand l'un des combustibles fossiles, charbon ou gaz, est le moins cher, c'est l'autre qui vient en second. Les seules exceptions sont : le Japon, où le charbon est le moins cher et le nucléaire est second ; la France, où, au taux d'actualisation de 10 pour cent, le nucléaire est le moins cher et le gaz est second ; la Turquie, où, au taux d'actualisation de 5 pour cent, le gaz est le moins cher et le nucléaire est second ; et la Russie où le gaz et le nucléaire sont premier et second, l'option la moins chère dépendant du taux d'actualisation.

Les facteurs locaux et la structure locale des coûts en capital, d'exploitation et d'entretien et du combustible sont les déterminants ultimes de la compétitivité relative des différentes options dans chaque pays. Seule une étude détaillée des options disponibles dans chaque cas est susceptible de fournir des éléments de comparaisons pertinents au plan local. Il est difficile de dégager de la présente étude des conclusions générales applicables dans tous les pays quant aux facteurs qui ont le plus d'importance dans la détermination de l'option la moins chère. En particulier, il n'est pas possible de se livrer à une analyse statistique rigoureuse en raison du nombre limité de données recueillies. En effet, dix pays seulement ont fourni des données pour les trois options principales et dans sept ou huit de ces pays la différence entre le coût de l'option la moins chère et celui de l'option venant en second est inférieure à 10 pour cent. Néanmoins, on peut identifier quelques facteurs simples, parmi les éléments de coûts recensés aux fins de la présente étude. Ils n'exercent nullement une influence déterminante ni ne suffisent en soi pour faire d'une technologie déterminée l'option la moins coûteuse dans un pays donné, mais font ressortir des exemples dans lesquels les moyennes internationales peuvent être pertinentes. L'examen ci-après, qui doit être considéré en tenant compte des limitations exposées ci-dessus, est fondé, dans tous les cas sur : les centrales de type A uniquement ; les coûts de production estimés à l'aide d'hypothèses génériques ; et, dans chaque pays, la solution la moins onéreuse pour la production de base pour chaque configuration combustible/technologie.

Cas où le nucléaire est le moins cher

En France et en Chine, les centrales nucléaires affichent les plus bas coûts actualisés avec les taux d'actualisation de 5 et de 10 pour cent. Au Canada, en Corée, en Espagne et en Russie, les centrales nucléaires constituent l'option la plus économique au taux d'actualisation de 5 pour cent seulement. Dans tous ces pays, sauf en Russie et en France avec un taux d'actualisation de 10 pour cent, l'option venant en second est le charbon. Bien que le nombre limité de centrales (nucléaires ou autres) pour lesquelles des données ont été fournies rende les comparaisons difficiles, plusieurs conditions peuvent être associées à l'avantage économique du nucléaire dans ces pays pour les cas de référence :

- Coûts en capital des centrales nucléaires inférieurs à la moyenne. Excepté en Espagne, dans ces sept pays les coûts en capital des centrales nucléaires sont inférieurs à ceux indiqués par les autres pays. Globalement, ces sept pays, sauf l'Espagne, ont fourni des estimations de

coûts en capital pour les centrales nucléaires inférieures de 15 pour cent à celles fournies par les autres pays. Dans le cas de la France, de la Corée et de la Russie, les économies d'échelle liées à la grande taille des unités, ou à la construction de plusieurs unités sur le même site ou à des programmes de construction de plusieurs centrales sont susceptibles d'aider à cet égard. La France et la Corée ont communiqué des estimations pour des tranches faisant partie de centrales nucléaires d'une puissance installée totale supérieure à 2 000 MWe. Les estimations de la France sont fondées sur l'hypothèse d'un programme de construction de dix réacteurs d'une puissance totale de 14 600 MWe, celles de la Corée supposent la construction de six réacteurs d'une puissance installée totale de 6 000 MWe, et celles de la Russie une série de cinq réacteurs d'une puissance totale de 3 000 MWe ;

- Coûts d'exploitation et d'entretien inférieurs à la moyenne. Au Canada, en Chine, en France, en Inde et en Russie, ces coûts sont en moyenne inférieurs d'un tiers à la moyenne pour toutes les centrales nucléaires ; et
- Efficacité des centrales au charbon inférieure à la moyenne. L'efficacité thermique moyenne des centrales au charbon au Canada, en Chine, en Espagne, en Inde et en Russie est d'environ 37 pour cent, soit 5 pour cent de moins que la moyenne pour les autres pays qui ont fourni des données pour les centrales au charbon.

Cas où le charbon est le moins cher

Au Danemark, en Finlande et au Japon, les centrales au charbon enregistrent les coûts actualisés les plus bas aux taux d'actualisation de 5 ou de 10 pour cent. En Espagne, aux États-Unis, en Hongrie et en Italie, elles sont les moins chères au taux d'actualisation de 5 pour cent. En Corée et en Inde, le charbon est l'option la moins coûteuse avec un taux d'actualisation de 10 pour cent. Dans tous ces pays, à l'exception du Japon et de l'Inde qui n'a pas communiqué d'estimations concernant les centrales au gaz, l'option la plus économique après le charbon est celle qui fait appel aux turbines à gaz en cycle combiné. L'avantage du charbon dans ces huit pays peut être relié en partie aux facteurs suivants :

- Ratios de coûts d'investissement des centrales au charbon et au gaz inférieurs à la moyenne. Le Danemark, la Finlande, l'Italie et le Japon affichent des ratios de coûts d'investissement (hors intérêts intercalaires) des centrales au charbon par rapport aux centrales au gaz inférieurs à la moyenne. Bien que les coûts d'investissement des centrales au charbon aux États-Unis, en Finlande et en Inde soient inférieurs à la moyenne, la moyenne pour les huit pays ci-dessus est proche de la moyenne pour tous les pays qui ont communiqué des données sur les centrales au charbon ; et
- Ratios des coûts d'exploitation et d'entretien des centrales au charbon et au gaz inférieurs à la moyenne. Au Danemark, aux États-Unis, en Finlande, en Hongrie et au Japon, les ratios des coûts d'exploitation et d'entretien entre les centrales au charbon et au gaz sont inférieurs à la moyenne pour l'ensemble des pays.

Cas où le gaz est le moins cher

Le gaz est l'option la moins chère en appliquant les taux d'actualisation de 5 et de 10 pour cent en Belgique, au Brésil, aux Pays-Bas, au Portugal et en Turquie. Au Canada, en Espagne, aux États-Unis, en Italie et en Russie, le gaz n'est l'option la moins chère qu'au taux d'actualisation de

10 pour cent. Dans tous les cas, il s'agit de centrales au gaz équipées de turbines à gaz en cycle combiné et, après cette option, le choix le plus économique est le charbon dans tous les pays sauf en Russie, et en Turquie avec un taux d'actualisation de 5 pour cent. Un seul facteur associé à l'avantage économique du gaz dans ces estimations a pu être identifié :

- Coûts d'exploitation et d'entretien des centrales au gaz peu élevés. À l'exception de la Belgique, de l'Espagne et des Pays-Bas, tous les pays dans lesquels le gaz est le moins cher affichent des coûts d'exploitation et d'entretien des centrales au gaz inférieurs à la moyenne.

On ne constate aucune différence sensible entre la taille, l'efficacité ou les coûts d'investissement des centrales au gaz dans ces pays et dans les autres. Bien que le coût du combustible représente, en moyenne, quelque 60 pour cent du coût de la production d'électricité à partir du gaz, on n'observe pas d'avantage systématique au profit des centrales au gaz dans les pays où les prix du gaz sont bas, ni de désavantage systématique dans les pays où ils sont élevés. Le rapport entre les prix du gaz et ceux du charbon peut être un facteur plus révélateur. En Belgique, aux États-Unis, aux Pays-Bas et en Russie, les hypothèses retenues tablent sur des prix du gaz relativement faibles par rapport à ceux du charbon (voir figure 7).

Études de sensibilité

Les coûts actualisés de la production d'électricité varient en fonction des hypothèses économiques et techniques adoptées dans les calculs. La sensibilité au taux d'actualisation ressort dans les résultats présentés ci-dessus et résumés dans les tableaux 15 et 16, respectivement pour des taux d'actualisation de 5 et de 10 pour cent par an. La fourchette de 5 à 10 pour cent englobe les taux d'actualisation que tous les pays ont utilisés dans leurs calculs nationaux et indiqués dans leurs réponses, à l'exception de l'Italie. Les tableaux 19 et 20 font ressortir la sensibilité des coûts actualisés au facteur de charge à l'équilibre, à la durée de vie économique des centrales et aux hypothèses concernant la hausse des prix des combustibles. L'analyse de sensibilité a porté sur douze cas, dont les deux cas génériques, afin de mettre en lumière la variation des coûts actualisés de production selon les hypothèses retenues concernant ces paramètres. Ces cas comprennent trois variantes pour le facteur de charge à l'équilibre (65, 75 et 80 pour cent), trois variantes pour la durée de vie économique (25, 30 et 40 ans) et deux variantes pour la hausse des prix des combustibles (hypothèses nationales et taux zéro de hausse des prix des combustibles en termes réels).

On estime que la plage de variation du facteur de charge stabilisé couverte dans cette analyse de sensibilité est représentative des conditions d'exploitation les plus probables dans les centrales en base. Cependant, les centrales les plus modernes, qu'elles soient alimentées au charbon, au gaz ou nucléaires, atteignent d'ores et déjà des taux de disponibilité supérieurs à 80 pour cent et les objectifs de conception pour les centrales avancées dépassent souvent 85 pour cent.

La fourchette retenue pour la durée de vie économique des centrales correspond aux durées de vie technique prévues des centrales considérées. En ce qui concerne les centrales au charbon et les centrales nucléaires, une durée de 40 ans représente toutefois une hypothèse prudente, vu que les concepteurs et les exploitants envisagent actuellement des durées de vie technique supérieures à 50 ans.

L'analyse de sensibilité aux prix des combustibles met en évidence l'effet d'un prix constant du combustible sur la compétitivité relative du nucléaire, du charbon et du gaz. À l'annexe 5 sont examinées les tendances passées et les prévisions concernant les taux de hausse des prix des combustibles.

Taux d'actualisation

Les études précédentes de la même série montrent que les options à forte intensité capitalistique, comme le nucléaire, sont plus concurrentielles si le taux d'actualisation est faible, tandis que celles qui réclament de faibles coûts d'investissement, par exemple les centrales au gaz, deviennent plus concurrentielles avec des taux d'actualisation élevés. Les figures 10, 11 et 12 mettent en lumière l'effet que produit le relèvement de 5 à 10 pour cent du taux d'actualisation sur la compétitivité relative du nucléaire, du charbon et du gaz. Elles montrent que, dans dix pays sur dix-huit ayant fourni des données pour au moins deux options, et pour la plupart des centrales considérées, l'option la moins chère en appliquant un taux d'actualisation de 5 pour cent reste la moins onéreuse si ce taux est de 10 pour cent. Néanmoins, dans certains cas, le classement des différentes options est modifié lorsque l'on porte le taux d'actualisation de 5 à 10 pour cent.

Facteur de charge à l'équilibre

Dans toutes les centrales, l'augmentation du facteur de charge fait diminuer le coût actualisé de la production d'électricité. Cependant, les centrales à forte intensité capitalistique affichent une plus grande sensibilité à la variation du facteur de charge que les options à faible coût d'investissement. En moyenne, pour les centrales nucléaires considérées dans la présente étude (en tablant sur une durée de vie économique de 30 ans et les taux de hausse des prix des combustibles choisis dans les hypothèses nationales), lorsque le facteur de charge stabilisé est porté de 65 à 80 pour cent, les coûts actualisés de production diminuent de quelque 15 pour cent en appliquant un taux d'actualisation de 5 ou de 10 pour cent ; dans le cas des centrales au charbon, les coûts actualisés de production baissent d'environ 10 pour cent avec un taux d'actualisation de 5 pour cent, et de quelque 11 pour cent avec un taux d'actualisation de 10 pour cent ; dans les centrales au gaz, on constate une réduction de quelque 5 pour cent des coûts actualisés de production pour un taux d'actualisation de 5 pour cent, et de 7 pour cent pour un taux d'actualisation de 10 pour cent. Étant donné que les coûts actualisés de production dans les centrales au gaz ne sont pas très sensibles à la variation du facteur de charge, c'est un choix que l'on tend à privilégier pour la production de la charge de pointe et lorsque l'évolution future de la demande est très incertaine. La sensibilité des coûts actualisés de la production électronucléaire à la variation du facteur de charge a conduit les concepteurs et les entreprises d'électricité à mettre l'accent sur l'amélioration des taux de disponibilité des réacteurs nucléaires (par exemple, les réacteurs avancés à eau ordinaire européens et américains sont conçus pour atteindre des taux de disponibilité supérieurs à 87 pour cent).

Durée de vie économique

D'une manière générale, l'allongement de la durée de vie économique d'une centrale réduit ses coûts de production actualisés sur l'ensemble de la durée de vie. Cependant, il n'en va pas de même si le prolongement de la durée de vie oblige à supporter des coûts considérables de rénovation et/ou si l'on présume que les prix des combustibles augmenteront rapidement à long terme. En outre, avec un taux d'actualisation de 10 pour cent, les coûts actualisés de la production d'électricité sont moins sensibles à l'allongement de la durée de vie économique qu'en cas d'utilisation d'un taux d'actualisation de 5 pour cent, car les dépenses et les recettes réalisées plus de 25 ans après la mise en service d'une centrale entrent pour une faible part dans les coûts globaux de production. En moyenne, pour les centrales examinées dans la présente étude, si l'on prend pour hypothèses les taux de hausse des prix des combustibles adoptés à l'échelon national et un facteur de charge stabilisé de 75 pour cent, les coûts actualisés de production avec un taux d'actualisation de 5 pour cent diminuent de

quelque 11 pour cent dans le cas des centrales nucléaires et de 5 pour cent dans celui des centrales au charbon lorsque la durée de vie économique est portée de 25 à 40 ans ; avec un taux d'actualisation de 10 pour cent, les coûts actualisés de production baissent respectivement, en moyenne, de 5 et de 3 pour cent pour les centrales nucléaires et au charbon. En ce qui concerne les centrales au gaz, les coûts d'investissement ne représentent qu'une faible part du total des coûts actualisés et, partant, l'allongement de la durée de vie économique n'influence guère les coûts actualisés de production de l'électricité. Dans les pays ayant tablé sur l'hypothèse d'une hausse importante des prix du gaz, les coûts actualisés de la production d'électricité à partir de gaz augmentent si la durée de vie économique est prolongée. En moyenne, pour les centrales au gaz considérées dans la présente étude, en prenant pour hypothèses les taux de hausse des prix des combustibles retenus à l'échelon national et un facteur de charge stabilisé de 75 pour cent, les coûts actualisés de production diminuent de 1 pour cent environ lorsque la durée de vie économique est portée de 25 à 40 ans.

Prix du combustible

Le coût de la production d'électricité dans les centrales à combustibles fossiles est très sensible à la hausse de leurs prix. Les coûts de la production à partir de gaz, dans lesquels le combustible entre généralement pour plus de 60 pour cent du total, sont ceux qui dépendent le plus de son prix. À l'autre extrémité de la fourchette, pour certaines sources d'énergie renouvelables comme l'énergie éolienne, le coût du combustible est nul. Les coûts de la production électronucléaire, dans lesquels le combustible représente généralement 15 pour cent environ du total avec un taux d'actualisation de 10 pour cent et moins de 25 pour cent avec un taux d'actualisation de 5 pour cent, ne varient pas beaucoup sous l'effet de la hausse du prix du combustible. Les tableaux 15 et 16 présentent les parts des coûts des combustibles dans le total des coûts actualisés de la production d'électricité calculés sur la base des hypothèses nationales concernant les prix des combustibles, en appliquant respectivement des taux d'actualisation de 5 et de 10 pour cent.

On trouve à l'annexe 5 des précisions sur les prévisions passées et actuelles relatives au prix des combustibles fossiles. Dans la présente étude, deux variantes de hausse des prix des combustibles en termes réels sont analysées : d'une part, un taux zéro de hausse et, de l'autre, les hypothèses nationales qui correspondent à des taux moyens d'augmentation en termes réels de 0,3 pour cent par an dans le cas du charbon et de 0,8 pour cent par an dans celui du gaz. Les tableaux 18 et 19 présentent la sensibilité des coûts de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles à la hausse des prix du gaz et du charbon, en appliquant respectivement des taux d'actualisation de 5 et de 10 pour cent.

Les réductions des coûts actualisés de production qu'entraînerait un taux zéro de hausse des prix des combustibles dépendent essentiellement des taux de hausse de prix retenus comme hypothèses par chaque pays. Dans les huit pays qui ont tablé sur une hausse des prix du charbon, si l'on suppose que le taux de hausse des prix est nul, la baisse des coûts de production (pour une durée de vie économique de 30 ans et un facteur de charge stabilisé de 75 pour cent) serait comprise entre 3 et 29 pour cent avec un taux d'actualisation de 5 pour cent, et entre 2 et 22 pour cent avec un taux d'actualisation de 10 pour cent. Dans les dix pays qui ont tablé sur une hausse des prix du gaz, si l'on suppose que le taux de hausse des prix est nul, la baisse des coûts de production (pour une durée de vie économique de 30 ans et un facteur de charge stabilisé de 75 pour cent), se situerait entre 1 et 31 pour cent avec un taux d'actualisation de 5 pour cent, et entre 1 et 26 pour cent avec un taux d'actualisation de 10 pour cent.

Les figures 13 à 16, montrent l'effet produit par l'adoption de l'hypothèse de prix constants des combustibles sur la compétitivité relative du nucléaire, du charbon et du gaz (pour une durée de vie économique de 30 ans et un facteur de charge stabilisé de 75 pour cent) dans les pays qui n'ont pas postulé que les prix des combustibles fossiles demeureraient constants. Dans quelques pays, peu nombreux, le fait de tabler sur des prix constants des combustibles fossiles modifie le classement relatif des options de production, mais le plus souvent cela conduit seulement à renforcer la compétitivité relative du charbon ou du gaz vis-à-vis du nucléaire, ou bien celle du gaz par rapport au charbon. Au Japon, et en Russie où la hausse supposée des prix du gaz est de 2,4 pour cent par an, le gaz devient moins onéreux que le nucléaire en appliquant un taux d'actualisation de 5 pour cent. Au Japon, l'avantage marginal du nucléaire pour un taux d'actualisation de 10 pour cent s'efface si le prix du gaz est supposé constant. En Chine et en Russie, le coût de l'électricité produite par des centrales au charbon se rapproche de celui de l'électricité nucléaire avec un taux d'actualisation de 5 pour cent et lui devient inférieur si ce taux est de 10 pour cent. Le gaz devient une option moins coûteuse que le charbon en Italie avec un taux d'actualisation de 5 pour cent, ainsi qu'au Danemark et au Japon en appliquant des taux d'actualisation de 5 ou de 10 pour cent. Au Brésil où le prix du charbon est supposé augmenter plus rapidement que celui du gaz naturel, une hypothèse de prix constants des combustibles accroît la compétitivité du charbon vis-à-vis du gaz.

Autres facteurs

Un certain nombre d'autres facteurs exercent une influence sur les coûts de la production d'électricité et sur la compétitivité relative des différents moyens de production. Il n'entre pas dans le cadre de la présente étude d'examiner systématiquement la sensibilité des coûts actualisés de la production d'électricité à tous les paramètres pour l'éventail complet d'options et de centrales pour lesquelles des données ont été fournies. C'est seulement dans le processus décisionnel visant l'accroissement du parc électrique au niveau d'un pays ou d'une compagnie d'électricité qu'une analyse de cette nature peut être réalisée de manière efficace et pertinente.

Les réductions ou les augmentations des coûts d'investissement peuvent modifier la compétitivité relative des différents moyens de production. En diminuant ces coûts, il est possible d'accroître de façon significative la compétitivité de certaines technologies, celles de l'énergie nucléaire ou des énergies renouvelables, par exemple, dès lors qu'ils représentent la plus grande part des coûts de production.

La part des coûts d'exploitation et d'entretien dans le total des coûts de production varie beaucoup d'une technologie à l'autre ainsi que d'un pays à l'autre, mais elle a tendance à augmenter lorsque les coûts d'investissement et les prix des combustibles diminuent. En général, les coûts d'exploitation et d'entretien représentent une fraction plus réduite des coûts totaux de production dans les pays non membres de l'OCDE, notamment parce que le coût de la main-d'œuvre y est plus bas. Dans les pays de l'OCDE, avec un taux d'actualisation de 5 pour cent par an, les coûts d'exploitation et d'entretien avoisinent 20 pour cent du total des coûts de production pour le charbon et l'énergie nucléaire, et 10 pour cent pour le gaz. Par conséquent, la réduction des coûts d'exploitation et d'entretien est susceptible d'avoir une incidence notable sur la compétitivité du nucléaire et du charbon vis-à-vis du gaz, en particulier dans les pays où l'avantage concurrentiel du gaz est relativement faible.

La taille des centrales influe également sur les coûts de production. Aussi bien celle des différentes tranches que celle de l'ensemble de la centrale important : des tranches de grande

puissance permettent de tirer profit des économies d'échelle aux stades de la fabrication des équipements et de la construction, tandis que dans les grandes centrales les économies d'échelle tiennent généralement au fait que les services et l'infrastructure du site sont mis en commun. Au-delà du bilan économique au niveau des projets, la construction d'une série de centrales similaires peut se révéler moins onéreuse par suite du moindre coût de l'ingénierie et de la fabrication, notamment.

Les turbines à gaz étant fabriquées en série, on peut profiter d'une conception standardisée et d'une fabrication en usine pour réduire les coûts unitaires. La puissance des plus grandes turbines industrielles à gaz se situe généralement, de nos jours, entre 150 et 200 MWe. En ajoutant une turbine à vapeur pour créer un cycle combiné, on accroît de 50 pour cent encore la puissance nette, de sorte qu'il est courant de voir des tranches atteignant, à elles seules, 200 à 300 MWe. En associant deux turbines à gaz et une turbine à vapeur, on parvient à une puissance de 400 à 600 MWe, toujours avec une fabrication en usine des principaux équipements. En revanche, les grandes chaudières brûlant des combustibles fossiles doivent être construites sur le site. Cela permet généralement de réaliser des économies d'échelle et de construire des centrales d'une puissance de 500 MWe ou plus. Les dépenses d'ingénierie et les coûts de construction sur le site sont plus élevés, de sorte qu'il faut multiplier le nombre de tranches par site pour réduire les coûts unitaires. Ce sont les centrales nucléaires qui affichent les économies d'échelle les plus importantes, en raison de l'importance des coûts d'ingénierie et de construction ainsi que des dépenses liées à certains services sur le site, par exemple, les contrôles de sécurité ou la manutention du combustible et des déchets radioactifs.

Les estimations fournies par les participants à l'étude font ressortir la différence de puissance moyenne des tranches et des centrales considérées, selon qu'il s'agisse de centrales nucléaires, au charbon et au gaz. La puissance moyenne de l'ensemble des tranches pour lesquelles des données ont été fournies est d'environ 400 MWe pour le gaz, 450 MWe pour le charbon et 950 MWe pour le nucléaire (voir figure 1). Dans les pays de l'OCDE, toutes les tranches des centrales nucléaires prises en compte sont d'une puissance supérieure à 1 000 MWe, à l'exception des centrales canadiennes CANDU. Au niveau des sites, la puissance installée totale varie encore plus selon qu'il s'agisse de centrales nucléaires, au charbon ou au gaz. La puissance des centrales au charbon représente, en moyenne, le double de celle des installations alimentées au gaz, tandis que les installations nucléaires sont plus de quatre fois plus puissantes.

La période pendant laquelle des coûts doivent être supportés pour la mise en œuvre des projets (qui est en général étroitement liée au délai de construction) dépend de la taille de la centrale. La figure 17 montre que les dépenses s'étalent sur quatre ans, en moyenne, pour les centrales au gaz et sur sept ans environ pour les centrales nucléaires.

Tendances des coûts prévisionnels de la production d'électricité

La figure 18 présente l'évolution des coûts prévisionnels de la production d'électricité dans les centrales nucléaires, au charbon et au gaz entre l'étude de 1992 et la présente étude. Y figurent les coûts actualisés de la production d'électricité, exprimés en dollars du 1er juillet 1996, dans les centrales nucléaires, au charbon et au gaz, calculés sur la base d'un taux d'actualisation de 5 pour cent, d'une durée de vie économique de 30 ans, d'un facteur de charge à l'équilibre de 75 pour cent et des hypothèses nationales concernant les prix des combustibles. Dans la plupart des pays qui ont communiqué des données aux fins de ces deux études, les coûts prévisionnels de la production d'électricité ont diminué pour les trois technologies. Ils ont toutefois augmenté en Finlande dans le cas du nucléaire et au Danemark dans celui du gaz. Au Danemark, les coûts de la production

d'électricité à partir de gaz calculés en partant des hypothèses de la présente étude et pour un taux zéro de hausse des prix du gaz sont inférieurs aux coûts indiqués dans l'étude de 1992, pour laquelle ce pays avait tablé sur des prix constants du gaz.

Les réductions des coûts prévisionnels de la production d'électricité varient beaucoup selon les pays ou les technologies considérés. D'une manière générale, les réductions relatives des coûts entre les deux études sont plus importantes dans les centrales au gaz (16 à 54 pour cent) que dans les centrales au charbon (3 à 34 pour cent) et les centrales nucléaires (2 à 27 pour cent).

DISCUSSION ET CONCLUSIONS

Sur les dix-neuf pays participants, dix-huit ont communiqué des données concernant au moins un type de centrale à combustible fossile, treize en ont transmis pour une centrale nucléaire au moins, et trois pays en ont fourni pour une technologie au moins de conversion d'une source d'énergie renouvelable.

L'analyse des données figurant au chapitre 3 montre que les centrales alimentées aux combustibles fossiles (c'est-à-dire, charbon ou gaz), seront, selon les prévisions, le moyen le moins onéreux de produire de l'électricité à brève échéance dans la plupart des pays participants.

Des facteurs autres que les coûts de la production d'électricité ont une influence sur les choix qui sont faits pour accroître la puissance installée dans certains pays où les pouvoirs publics souhaitent promouvoir un combustible ou une technologie. Parmi ces facteurs, on peut citer le développement régional, les préférences du public ou son opposition à certains types de centrales, la sécurité des approvisionnements énergétiques ou le souci de protéger l'environnement. Les pouvoirs publics peuvent peser sur le choix des centrales par le biais de restrictions explicites, de la réglementation applicable aux fournisseurs dans une situation de monopole ou d'instruments budgétaires tels que les taxes ou les subventions. La libéralisation des marchés dans de nombreux pays mettra en évidence les politiques gouvernementales en vigueur affectant le choix d'un combustible ou d'une technologie et changera la façon dont les politiques seront appliquées. Cependant, outre les coûts actualisés, d'autres facteurs continueront de jouer un rôle important dans le choix des centrales.

Le rapport souligne les limites inhérentes à une approche générique qui ne vise pas à l'évaluation précise des coûts qui seraient obtenus par une analyse détaillée et spécifique adaptée aux conditions de chaque pays. Les évaluations détaillées peuvent conduire à des compétitivités relatives des technologies considérées différentes de celles obtenues par l'approche générique qui sont présentées dans ce rapport.

Taux d'actualisation de 5 pour cent

Sur les dix-huit pays qui ont communiqué des données pour au moins deux configurations technologie/combustible (charbon, gaz, nucléaire ou énergies renouvelables), l'option la moins chère de 10 pour cent au minimum est : le gaz dans trois pays ; le charbon dans trois pays ; et le nucléaire dans cinq pays. Dans sept pays, on observe moins de 10 pour cent d'écart entre l'option la moins ou plus coûteuse et celle qui la suit immédiatement.

Taux d'actualisation de 10 pour cent

Sur les dix-huit pays qui ont communiqué des données pour au moins deux configurations technologie/combustible (charbon, gaz, nucléaire ou énergies renouvelables), l'option la moins chère

de 10 pour cent au minimum est : le gaz dans neuf pays ; le charbon dans un pays ; et le nucléaire n'est l'option la moins chère de 10 pour cent au minimum dans aucun pays. Dans huit pays, on observe moins de 10 pour cent d'écart entre la technologie la moins coûteuse et celle qui la suit immédiatement.

Conclusions

L'étude montre qu'aucune technologie ne l'emporte nettement du point de vue économique dans tous les pays. La spécificité de chaque pays détermine le choix le plus rentable. Néanmoins, il convient de noter, par rapport aux études précédentes de la même série, un accroissement de la compétitivité à court terme du gaz pour la production d'électricité. Cela tient à plusieurs facteurs : la relative simplicité et les faibles coûts de construction et d'entretien ; la baisse des coûts prévisionnels du gaz ; et des coûts des systèmes de contrôle des émissions inférieurs à ceux afférents aux autres technologies utilisant des combustibles fossiles.

Ainsi qu'il a été mentionné plus haut, des mutations structurelles sont en cours dans le secteur de l'électricité dans nombre de pays participants. La déréglementation et la privatisation conduisent à accorder plus d'importance à la concurrence économique et à la minimisation des risques. Dans ce contexte, il est généralement plus souhaitable de recourir à des technologies pour lesquelles les coûts d'investissement et de production sont faibles et les délais de construction courts, qui permettent de faire correspondre plus étroitement l'accroissement de capacité à celui de la demande, et celles qui posent le moins de problèmes d'acceptation du public ou d'obtention d'autorisation en accord avec le cadre réglementaire. Les technologies faisant appel au gaz semblent bien cadrer avec cette description et, de ce fait, elles occupent actuellement une place privilégiée quand on envisage de construire de nouvelles centrales électriques.

Trois pays seulement ont communiqué des données sur les coûts des technologies utilisant des énergies renouvelables. Ces technologies ont des performances économiques médiocres en raison de la faible puissance des installations et/ou du fait qu'elles ne sont pas parvenues au même degré de maturité que d'autres moyens de production d'électricité et ne sont généralement pas compétitives par rapport au charbon, au gaz ou au nucléaire.

L'analyse des coûts présentés dans cette étude, et leur comparaison avec ceux figurant dans les rapports précédents de la même série, conduisent à penser que le coût de la production d'électricité en base restera globalement stable à court terme. Les technologies et les combustibles qui seront utilisés varieront selon les pays en fonction des combustibles dont ils disposent et de leurs coûts relatifs.

RÉFÉRENCES

1. OCDE/AEN (Agence pour l'énergie nucléaire), (1983), *Les coûts de production de l'énergie électrique dans les centrales nucléaires et dans les centrales au charbon*, Paris, France.
2. OCDE/AEN (Agence pour l'énergie nucléaire), (1986), *Prévisions de coûts de l'électricité produite par des centrales nucléaires ou au charbon mises en service en 1995*, Paris, France.
3. OCDE/AEN-AIE (Agence pour l'énergie nucléaire – Agence internationale de l'énergie), (1989), *Prévision de coûts de l'électricité produite par des centrales mises en service en 1995-2000*, Paris, France.
4. OCDE/AEN-AIE (Agence pour l'énergie nucléaire – Agence internationale de l'énergie), (1993), *Prévisions des coûts de production de l'électricité – Mise à jour 1992*, Paris, France.
5. OCDE/AEN (Agence pour l'énergie nucléaire), (1996), *Les charges financières futures liées aux activités nucléaires*, Paris, France.
6. OCDE/AIE (Agence internationale de l'énergie), (1997), *Energy Technologies for the 21st Century*, Paris, France.
7. OCDE/AIE (Agence internationale de l'énergie), (1996), *Competition and New Technologies in the Electricity Power Sector*, Paris, France.
8. OCDE/AIE (Agence internationale de l'énergie), (1994), *Industry Attitudes to Combined Cycle Clean Coal Technologies*, Paris, France.
9. OCDE/AIE (Agence internationale de l'énergie), (1995), *Industry Attitudes to Steam Cycle Clean Coal Technologies*, Paris, France.
10. OCDE/AIE (Agence internationale de l'énergie), (1996), *Factors Affecting the Uptake of Clean Coal Technologies*, Paris, France.
11. AIEA (Agence internationale à l'énergie atomique), (1993), *Nuclear and Conventional Base Load Electricity Generation Cost Experience*, IAEA-TECDOC-701, Vienne, Autriche.
12. AIEA (Agence internationale à l'énergie atomique), (1994), *Case Study on the Feasibility of Small and Medium Nuclear Power Plants in Egypt*, IAEA-TECDOC-739, Vienne, Autriche.
13. AIEA (Agence internationale à l'énergie atomique), (1992), *Technical and Economic Evaluation of Potable Water Production through Desalination of Sea Water by Using Nuclear Energy and Other Means*, IAEA-TECDOC-666, Vienne, Autriche.

14. AIEA (Agence internationale à l'énergie atomique), (1996), *Potential for Nuclear Desalination as a Source of Low Cost Potable Water in North Africa*, IAEA-TECDOC-917, Vienne, Autriche.
15. CONZELMANN, G., (1995), *The Environmental Analysis Module of DECPAC/ENVIRAM*, in Summary report of the IAEA meeting on Influence of Pollution Abatement Measures on the Competitiveness of Nuclear Power as compared to Fossil-Fuelled Power Plants, Vienne, Autriche.
16. AIEA (Agence internationale à l'énergie atomique), (1993), *Financing Arrangements for Nuclear Power Projects in Developing Countries*, Technical report Series No. 353, IAEA, Vienne, Autriche.
17. AIEA (Agence internationale à l'énergie atomique), (1995), *The DECADES Project – Outline and General Overview*, DECADES Project Document No. 1, AIEA, Vienne, Autriche.
18. AIEA (Agence internationale à l'énergie atomique), (1996), *Electricity, Health and the Environment: Comparative Assessment in Support of Decision Making*, Proceedings of an International Symposium held in Vienna on 16-19 October 1995, IAEA/STI/PUB/975, Vienne, Autriche.
19. UNIPEDE (1997), *Electricity Generating Cost for Thermal and Nuclear Plants to be Commissioned in 2005*, UNIPEDE, Paris, France.
20. Commission européenne/Direction Générale XII, (1995), *ExternE Externalities of Energy*, EUR 16520 EN, Bruxelles, Belgique.
21. DIGEC (1997), *Les coûts de référence de la production électrique*, Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie – Secrétariat d'État à l'Industrie, Paris, France.
22. OCDE/AIE (Agence internationale de l'énergie), (1997), *Oil in Power Generation*, Paris, France.
23. OCDE/AEN (Agence pour l'énergie nucléaire), (1991), *Déclassement des installations nucléaires : une étude de la variabilité des estimations des coûts du déclassement*, Paris, France.
24. OCDE/AEN (Agence pour l'énergie nucléaire), (1992), *Politiques de déclassement des installations nucléaires*, Compte-rendu d'un séminaire international, Paris, France.
25. OCDE/AEN (Agence pour l'énergie nucléaire) et AIEA (Agence internationale à l'énergie atomique), (1996), *Uranium 1995 : ressources, production et demande*, Paris, France.
26. OCDE/AEN (Agence pour l'énergie nucléaire), (1994), *Les aspects économiques du cycle du combustible nucléaire*, Paris, France.

Tableau 1. Liste des réponses¹

Pays	Type de centrale [Nombre d'unités sur le site] Nombre d'unités incluses dans les estimations de coût x capacité unitaire en MWe {type de centrale} ²			
	Nucléaire {PWR}	Charbon {Pulverisé}	Gaz {CCGT}	Autres
Belgique	–	1 x 400	1 x 350	–
Canada	2 x 665 {PHWR}	4 x 750	2 x 750	–
	2 x 881 {PHWR}	4 x 200 {CFB}	–	–
Corée	[2] 1 x 1000 ³	[2] 1 x 500	[2] 1 x 450	–
Danemark	–	1 x 400	1 x 337	1 x 2 {CHP, Gaz}
	–	–	1 x 400 {B}	1 x 10 {Paille}
	–	–	–	20 x 0.6 {Vent}
	–	–	–	100 x 1.5 {Vent offshore}
Espagne	1 x 1000	[2] 1 x 500	[2] 1 x 315	–
États-Unis	1 x 1300 ^B	1 x 300	1 x 250	1 x 100 {Biomasse}
	–	1 x 380 {IGCC} ^B	1 x 350 {ACCGT} ^B	–
	–	–	1 x 10 {Pile à Comb.} ^B	–
Finlande	1 x 1000 {BWR}	1 x 500	2 x 350	–
France	[4] 1 x 1460 ³	[2] 1 x 572	1 x 660	–
Hongrie	–	1 x 120	1 x 389	–
	–	2 x 459 {Lignite}	–	–
Italie	–	4 x 617	2 x 350	20 x 0.6 {Vent}
Japon	[4] 1 x 1303 {BWR}	[4] 1 x 930	[4] 2 x 343	–
Pays-Bas	–	1 x 600	[2] 1 x 250	–
	–	[2] 1 x 600 ^B	[2] 1 x 350 {ACCGT} ^B	–
	–	[2] 1 x 800 {IGCC} ^B	–	–
Portugal	–	1 x 315	1 x 326	–
	–	1 x 411	1 x 459	–
Turquie	1 x 1000	[2] 1 x 500	2 x 340	[2] 1 x 150 {Fioul}
	–	4 x 85 {Lignite}	–	–
Brésil	[3] 1 x 1229	[6] 1 x 315	2 x 450	–
	1 x 1229 ^B	1 x 315	1 x 450	–
Chine	2 x 592	2 x 600	–	–
	2 x 935	–	–	–
	2 x 665 {PHWR}	–	–	–
Inde	2 x 455 {PHWR}	2 x 460	–	–
Roumanie	[5] 1 x 707 {PHWR}	–	–	–
Russie	[5] 1 x 604 {VVER}	4 x 300	4 x 360	–

¹ Centrales pour lesquelles des estimations de coût ont été fournies.

² Les centrales sont du type indiqué en tête de colonne sauf mention contraire.

³ Estimations de coût basées sur des séries de 10 unités en France et de 6 unités en Corée.

B Centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

Tableau 2. **Caractéristiques des centrales nucléaires**

	Pays	Nom abrégé de la centrale	Type de réacteur/ cycle	Capacité nette (MWe)*
A	Canada	CA-N1	PHWR/OT	2 x 665
		CA-N2	PHWR/OT	2 x 881
	Corée	KR-N	PWR/OT	[2] 1 x 1000
	Espagne	SP-N	PWR/OT	1 x 1000
	Finlande	FI-N	BWR/OT	1 x 1000
	France	FR-N	PWR/CC	[4] 1 x 1460
	Japon	JP-N	ABWR/CC	[4] 1 x 1303
	Turquie	TK-N	PWR/OT	1 x 1000
	Brésil	BR-N1	PWR/OT	[3] 1 x 1229
	Chine	CN-N1	PWR/CC	2 x 592
		CN-N2	PWR/CC	2 x 935
		CN-N3	PHWR/OT	2 x 665
	Inde	IN-N	PHWR/OT	2 x 455
	Roumanie	RO-N	PHWR/OT	[5] 1 x 707
Russie	RU-N	VVER/OT	[5] 1 x 604	
B	États-Unis	US-N	PWR/OT	1 x 1300
	Brésil	BR-N2	PWR/OT	1 x 1229

* [nombre d'unités sur le site, si > 1] Nombre d'unités pris en compte dans les estimations de coûts x capacité unitaire.

A : centrales disponibles sur le marché.

B : centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

Type de réacteur

BWR : Réacteur à eau bouillante.
 ABWR : Réacteur à eau bouillante avancé.
 PWR : Réacteur à eau sous pression.
 PHWR : Réacteur à eau lourde sous pression.
 VVER : PWR de conception russe.

Cycle du combustible

OT : Ouvert.
 CC : Fermé.

Tableau 2. **Caractéristiques des centrales nucléaires**

Efficacité thermique nette (%)	Aéro-réfrigérant	Site	Estimation de coût source/date	Pays	
31.2	Non	Nouveau	O/96	Canada	A
31.2	Non	Nouveau	Q/96		
35.1	Non	Nouveau	O/95	Corée	
34.0	Oui	Nouveau	P/96	Espagne	
33.0	Non	Nouveau	P/96	Finlande	
33.0	Oui	Nouveau	Q/96	France	
33.0	Non	Nouveau	P/96	Japon	
34.5	Oui	Nouveau	P/95	Turquie	
34.6	Non	Existant	Q/95	Brésil	
29.6	Non	Nouveau	P/96	Chine	
32.2	Non	Nouveau	FS/96		
29.1	Non	Nouveau	FS/96		
29.0	Non	Existant	P&O/97	Inde	
31.0	Non	Existant	O&P/95-97	Roumanie	
33.3	Non	Existant	Q/96	Russie	
32.0	Oui	Nouveau	P/96	États-Unis	B
35.0	Non	Nouveau	P/96	Brésil	

A : Centrales disponibles sur le marché.

B : Centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

Source des estimations

- O : Commande.
- P : Étude.
- Q : Cotation.
- FS : Étude de faisabilité.

Tableau 3. **Caractéristiques des centrales au charbon**

	Pays	Nom abrégé de la centrale	Type de centrale/Équipement de contrôle des émissions	Capacité nette (MWe)*
A	Belgique	BE-C	PF/ FGD, deNO _x , ESP	1 x 400
	Canada	CA-C1	PF/FGD, SCR	4 x 750
		CA-C2	CFB/FGD	4 x 200
	Corée	KR-C	PF(SC)/FGD, SCR	[2] 1 x 500
	Danemark	DE-C	PF(SC)/FGD, deNO _x , ESP	1 x 400
	Espagne	SP-C	PF/FGD, LNB, ESP	[2] 1 x 500
	États-Unis	US-C1	PF/FGD, LNB, ESP	1 x 300
	Finlande	FI-C	PF/FGD, SCR	1 x 500
	France	FR-C	PF(SC)/FGD, SCR, ESP	[2] 1 x 572
	Hongrie	HN-C1	PF	1 x 120
		HN-C2	PF, Lignite/FGD	2 x 459
	Italie	IT-C	PF(SC)/FGD, SCR, ESP	4 x 617
	Japon	JP-C	PF/FGD, deNO _x , dust	[4] 1 x 930
	Pays-Bas	NL-C1	PF/FGD, SCR	1 x 600
	Portugal	PT-C1	PF/FGD, SCR, ESP	1 x 315
		PT-C2	PF/FGD, SCR, ESP	1 x 411
	Turquie	TK-C1	PF/FGD, deNO _x , dust	[2] 1 x 500
		TK-C2	PF, Lignite/FGD, deNO _x , dust	4 x 85
	Brésil	BR-C1	PF/ESP	[6] 1 x 315
BR-C2		PF/ESP	1 x 315	
Chine	CN-C	PF (SC)/FGD, ESP	2 x 600	
Inde	IN-C	PF/ESP	2 x 460	
Russie	RU-C	PF/FGD	4 x 300	
B	États-Unis	US-C2	IGCC/LNB, ESP	1 x 380
	Pays-Bas	NL-C2	PF(SC)/FGD, SCR	[2] 1 x 600
		NL-C3	IGCC/FGD, deNO _x	[2] 1 x 800

* [nombre d'unités sur le site si > 1] Nombre d'unités pris en compte dans les estimations de coûts x capacité unitaire.

A : Centrales disponibles sur le marché.

B : Centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

Systèmes de combustion de charbon

PF : Combustion de charbon pulvérisé.
 CFB : Combustion à lit fluidisé circulant.
 IGCC : Cycle combiné à gazéification intégrée.

Systèmes de contrôle des émissions

FGD : Désulfuration des gaz de combustion.
 LNB : Brûleurs à faibles émissions de NO_x.
 SCR : Réduction catalytique sélective.
 deNO_x : Systèmes de contrôle non spécifiés de NO_x.
 ESP : Dépoussiéreur électrostatique.
 dust : Système de contrôle de particules non spécifié.

Cycle de la vapeur

(SC) : Sur-critique.

Tableau 3. **Caractéristiques des centrales au charbon**

Rendement thermique net [LHV] (%)	Aéro-réfrigérant	Site	Estimation de coût source/date	Pays	
43.17	Non	Existant	P/95	Belgique	A
38.6	Non	Nouveau	P/97	Canada	
33	Non	Nouveau	P/97		
41	Non	Nouveau	O/95	Corée	
47.5	Non	Existant	Q/97	Danemark	
36.7	Oui	Existant	PrE/96	Espagne	
40	Oui	Nouveau	P/96	États-Unis	
42	Non	Nouveau	O/96	Finlande	
42	Oui	Existant	Q/96	France	
41.5	Oui	Existant	FS/97	Hongrie	
38.61	Oui	Nouveau	P/96		
44	Non	Nouveau	P/96	Italie	
42**	Non	Nouveau	P/96	Japon	
45	Non	Existant	O	Pays-Bas	
39.92	Non	Nouveau	P/97	Portugal	
41.65	Non	Nouveau	P/97		
37	Oui	Nouveau	P/95	Turquie	
34	Oui	Existant	Q/95		
33	Oui	Nouveau	P/95	Brésil	
35	Non	Nouveau	P/95		
39	Non	Nouveau	P/96	Chine	
34	Oui	Nouveau	P/96	Inde	
38	Non	Nouveau	P/96	Russie	
49	NS	Nouveau	P/96	États-Unis	B
47	Non	Existant	P	Pays-Bas	
47	Non	Existant	P		

** HHV

NS : Non spécifié.

Source des estimations de coût

- O : Commande.
- P : Étude.
- Q : Cotation.
- FS : Étude de faisabilité.
- Pr E : Expérience antérieure.

Tableau 4. **Caractéristiques des centrales au gaz et autres**

	Pays	Nom abrégé de la centrale	Technologie/Équipement de contrôle des émissions	Capacité nette (MWe)*
GAZ				
A	Belgique	BE-G	CCGT/LNB	1 x 350
	Canada	CA-G	CCGT	2 x 750
	Corée	KR-G	CCGT, LNG/LNB	[2] 1 x 450
	Danemark	DE-G1	CCGT/deNOx	1 x 337
		DE-G2	B (SC)/deNOx	1 x 400
	Espagne	SP-G	CCGT/LNB	[2] 1 x 315
	États-Unis	US-G1	CCGT/SCR	1 x 250
	Finlande	FI-G	CCGT	2 x 350
	France	FR-G	CCGT/LNB	1 x 660
	Hongrie	HN-G	CCGT	1 x 389
	Italie	IT-G	CCGT/LNB	2 x 350
	Japon	JP-G	CCGT, LNG/deNOx	[4] 2 x 350
	Pays-Bas	NL-G1	CCGT	[2] 1 x 250
	Portugal	PT-G1	CCGT/LNB	1 x 326
		PT-G2	CCGT/LNB	1 x 459
	Turquie	TK-G	CCGT/deNOx	2 x 680
	Brésil	BR-G1	CCGT	2 x 450
BR-G2		CCGT	1 x 450	
Russie	RU-G	CCGT	4 x 360	
B	États-Unis	US-G2	ACCGT/SCR	1 x 350
		US-FC	Pile à combustible/LNB, ESP	1 x 10
	Pays-Bas	NL-G2	CCGT	[2] 1 x 350
AUTRES				
A	Danemark	DE-CHP	CHP - Moteur à gaz	1 x 2
		DE-ST	Turbine à paille	1 x 10
		DE-W1	Éoliennes terrestres	20 x 0.6
		DE-W2	Éoliennes offshore	100 x 1.5
	États-Unis	US-BIO	Biomasse	1 x 100
	Italie	IT-W	Éoliennes terrestres	20 x 0.6
	Turquie	TK-FO	B, Fioul/deSOx, deNOx	2 x 150

* [nombre d'unités sur le site si > 1] Nombre d'unités pris en compte dans les estimations de coûts x capacité unitaire.

A : Centrales disponibles sur le marché.

B : Centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

Systèmes de contrôle de pollution

FGD : Désulfuration des gaz de combustion.

LNB : Brûleurs à faibles émissions de NOx.

SCR : Réduction catalytique sélective.

deNOx : Systèmes de contrôle non spécifiés de NOx.

Systèmes de combustion du gaz

B : Chaudière.

CCGT : Turbine à cycle combiné à gaz.

GM : Moteur à gaz.

ACCGT : CCGT avancé.

LNG : Gaz naturel liquéfié.

CHP : Cogénération de chaleur et électricité.

Cycle de vapeur

(SC) : Sur-critique.

Tableau 4. **Caractéristiques des centrales au gaz et autres**

Rendement thermique net [LHV] (%)	Nombre de turbines par tranche	Aéro-réfrigérant	Site	Estimation de coût source/date	Pays	
GAZ						
52.6	1	Non	Existant	P/95	Belgique	A
45	3 GT + 1 ST	Non	Nouveau	P/97	Canada	
53.1	2 GT + 1 ST	Non	Nouveau	O/95	Corée	
57	1	Non	Nouveau	P/97	Danemark	
50	1	Non	Existant	O/97		
51	1 GT + 1 ST	Oui	Existant	P	Espagne	
50	1	NS	Nouveau	P/96	États-Unis	
56**	1	Non	Nouveau	P/96	Finlande	
52	2 GT + 1 ST	Oui	Existant	Q/96	France	
48.7	2 GT + 1 ST	Non	Existant	FS/97	Hongrie	
53	2	Oui	Nouveau	P/96	Italie	
48***	2	Non	Nouveau	P/96	Japon	
54	1	Non	Existant	O	Pays-Bas	
52.3	1	Non	Nouveau	P/97	Portugal	
51.5	1	Non	Nouveau	P/97		
54	3	Non	Nouveau	Q/95	Turquie	
50	1	Non	Nouveau	P/95	Brésil	
50	1	Non	Nouveau	P/95		
56	1	NS	Nouveau	P/96	Russie	
60	1	NS	Nouveau	P/96	États-Unis	B
58	1	NS	Nouveau	P/96		
60	1	Non	Existant	P		
AUTRES						
41	1	Non	Nouveau	Q/97	Danemark	A
25	1	Non	Nouveau	Q/97		
100	1	Non	Nouveau	Q/97		
100	1	Non	Nouveau	P/97		
NS	1	NS	Nouveau	P/96	États-Unis	
100	1	Non	Nouveau	P/96	Italie	
39	NS	NS	Nouveau	Q/95	Turquie	

NS : Non précisé.

** Valeur maximale pour 5°C.

*** HHV.

GT : Turbine à gaz.

ST : Turbine à vapeur.

Source d'estimations de coût

O : Commande.

P : Étude.

Q : Cotation.

FS : Étude de faisabilité.

Tableau 5. Hypothèses adoptées dans les estimations nationales des coûts

Pays	Nom abrégé de la centrale	Taux d'actualisation (% p.a.)	Facteur de charge à l'équilibre (%)	Durée de vie économique (an)	Remarques
Belgique	Toutes les centrales	8.6	62.7	20	
Canada	CA-N1/N2	5	85	40	
Corée	KR-C/N	8.5	75	25	
	KR-G	8.5	75	20	
Danemark	DE-C/G1/G2	5	75	30	
	DE-W1	5	25	20	
	DE-W2	5	35	20	
	DE-ST	5	65	20	
	DE-CHP	5	65	20	
Espagne	SP-C/N	5 & 10	85	30	
	SP-G	5 & 10	85	25	
États-Unis	Toutes les centrales	5	75	40	Les coûts moyens pour les régions de l'Est et de l'Ouest sont donnés dans l'Annexe 2.
France	FR-C	8	90.2	30	Prix du combustible calculé pour 1 US\$ = 5.75 FF.
	FR-G	8	90.2	25	
	FR-N	8	85.5	30	
Hongrie	HN-C1	8	75	30	
	HN-C2	8	75	30	
	HN-G	8	75	20	
Italie	IT-C/G	12	68.5	25	
	IT/W	12	23	20	
Japon	JP-C/N	5 & 10	75	40	Méthode nationale de calcul des coûts moyens.
	JP-G	5 & 10	75	20	
Pays-Bas	Toutes les centrales	5	75	40	
Portugal	PT-C1/C2	8	82	30	Coûts totaux de production inclus dans les coûts de stockage du charbon.
	PT-G1/G2	8	88	25	
Turquie	TK-N	8	80	30	
	TK-C1/FO	8	75	30	
	TK-C2	8	75	25	
Brésil	Toutes les centrales	10	80	25	
Chine	CN-C/N1/N2	10	70	25	
	CN-N3	10	80	25	
Inde	IN-C/N	10	68.5	25	Crédit pour l'eau lourde déduit du coût du déclassement.

Tableau 6. **Taux de change**

Pays	Monnaie nationale	Taux de change du dollar des États-Unis (USD) en monnaie nationale au 1er juillet 1996
Belgique	Franc (BEF)	31.331
Canada	Dollar (CAD)	1.3651
Corée	Won (KRW)	810.64
Danemark	Couronne (DKK)	5.8699
Espagne	Peseta (ESP)	128.21
États-Unis	Dollar (USD)	1
Finlande	Mark (FIM)	4.6439
France	Franc (FRF)	5.1526
Hongrie	Forints (HUF)	153.05
Italie	Lire (ITL)	1534.5
Japon	Yen (JPY)	109.42
Pays-Bas	Florin (NLG)	1.7082
Portugal	Escudo (PTE)	156.65
Turquie	Livre (TKL)	81487
Brésil	Real (BRR)	1.0046
Chine	Yuan (CHY)	8.3223
Indie	Rupee (INR)	35.061
Roumanie	Leu (ROL)	3028.1
Russie	Rouble (RFR)	5108.4

Source : FMI, Statistiques financières internationales (Septembre 1996).

Tableau 7. Coûts d'investissement des centrales nucléaires actualisés

	Pays	Nom abrégé de la centrale	Type de réacteur	Coût de construction de base	Taux d'actualisation de 5%		
					Provisions pour aléas	Intérêt pendant la construction	Rénovations majeures
A	Canada	CA-N1	PHWR	1697	85	271	75
		CA-N2	PHWR	1518	76	208	67
	Corée*	KR-N	PWR	1637	0	287	0
	Espagne	SP-N	PWR	2169	0	364	0
	Finlande*	FI-N	BWR	2256	113	148	0
	France	FR-N	PWR	1636	49	274	0
	Japon	JP-N	ABWR	2521	0	289	0
	Turquie	TK-N	PWR	1968	55	252	0
	Brésil	BR-N1	PWR	1550	155	248	292
	Chine	CN-N1	PWR	1020	85	262	0
		CN-N2	PWR	1458	76	399	0
		CN-N3	PHWR	1353	112	320	0
	Inde**	IN-N	PHWR	1840	54	231	47
	Roumanie	RO-N	PHWR	1557	0	244	0
Russie	RU-N	VVER	1521	350	271	0	
B	États-Unis	US-N	PWR	1441	144	151	271
	Brésil	BR-N2	PWR	1530	153	196	289

* Les coûts de déclassement sont inclus dans les coûts d'exploitation et d'entretien.

** Provisions pour aléas déduction faite des crédits pour l'inventaire d'eau lourde.

à la date de mise en service (dollars des États-Unis du 1er juillet 1996/kWe)

Taux d'actualisation de 5%		Taux d'actualisation de 10 %					Pays	
Déclassement	Total	Provisions pour aléas	Intérêt pendant la construction	Rénovations majeures	Déclassement	Total		
11	2139	85	577	24	1	2384	Canada	A
10	1878	76	438	21	1	2053		
0	1924	0	623	0	0	2260	Corée *	
7	2540	0	787	0	1	2957	Espagne	
0	2516	113	303	0	0	2672	Finlande *	
29	1988	49	592	0	3	2280	France	
38	2848	0	621	0	4	3146	Japon	
0	2274	55	529	0	0	2552	Turquie	
30	2275	155	527	122	5	2359	Brésil	
18	1386	85	584	0	3	1692	Chine	
26	1959	76	894	0	4	2432		
23	1809	112	702	0	4	2171		
19	2191	86	514	14	3	2457	Inde **	
0	1801	0	525	0	0	2082	Roumanie	
13	2155	350	575	0	2	2448	Russie	
72	2079	144	310	158	11	2065	États-Unis	B
30	2197	153	411	121	5	2219	Brésil	

A : Centrales disponibles sur le marché.

B : Centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

Tableau 8. Coûts d'investissement des centrales au charbon actualisés

	Pays	Nom abrégé de la centrale	Type de centrale/Équipement de contrôle des émissions	Coût de construction de base	Taux d'actualisation 5 %	
					Provisions pour aléas	Intérêt pendant la construction
A	Belgique	BE-C	PF/ FGD, deNO _x , ESP	1386	0	136
	Canada	CA-C1	PF/FGD, SCR	837	42	94
		CA-C2	CFB/FGD, deNO _x	1360	68	153
	Corée	KR-C	PF(SC)/FGD, SCR	1174	0	126
	Danemark	DE-C	PF(SC)/FGD, deNO _x , ESP	1329	0	118
	Espagne	SP-C	NS/FGD, LNB, ESP	1326	0	164
	États-Unis	US-C1	PF/FGD, LNB, ESP	1009	75	103
	Finlande	FI-C	PF/FGD, SCR	885	44	54
	France	FR-C	PF(SC)/FGD, SCR, ESP	1346	67	170
	Hongrie	HN-C1	PF/FGD	1227	61	25
		HN-C2	PF, Lignite/FGD	1318	0	98
	Italie	IT-C	PF(SC)/FGD, SCR, ESP	1173	0	142
	Japon	JP-C	PF/FGD, deNO _x , dust	2561	0	178
	Pays-Bas	NL-C1	PF/FGD, SCR	1254	63	148
	Portugal	PT-C1	PF/FGD, SCR, ESP	1999	80	209
		PT-C2	PF/FGD, SCR, ESP	1902	76	198
	Turquie	TK-C1	PF/FGD, deNO _x , dust	1019	28	89
		TK-C2	PF, Lignite/FGD, deNO _x , dust	1476	0	164
	Brésil	BR-C1	PF/ESP	1258	126	50
		BR-C2	PF/ESP	1094	109	43
Chine	CN-C	PF(SC)/FGD, ESP	772	64	130	
Inde	IN-C	PF/ESP	935	28	39	
Russie	RU-C	PF/FGD	1291	0	148	
B	États-Unis	US-C2	IGCC/LNB, ESP	1154	83	118
	Pays-Bas	NL-C2	PF(SC)/FGD, SCR	1450	72	171
		NL-C3	IGCC/FGD, deNO _x	1553	78	183

A : Centrales disponibles sur le marché.

B : Centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

Systèmes de combustion de charbon

PF : Combustion de charbon pulvérisé.
 CFB : Combustion à lit fluidisé circulant.
 IGCC : Cycle combiné à gazéification intégrée.

Cycle de vapeur

(SC) : Sur-critique.

Systèmes de contrôle de pollution

FGD : Désulfuration des gaz de combustion.
 LNB : Brûleurs à faibles émissions de NO_x.
 SCR : Réduction catalytique sélective.
 deNO_x : Systèmes de contrôle non spécifiés de NO_x.
 ESP : Dépoussiéreur électrostatique.
 dust : Système de contrôle de particules non spécifié.

NS : Non précisé.

à la date de mise en service (dollars des États-Unis du 1er juillet 1996/kWe)

Taux d'actualisation de 5 %			Taux d'actualisation de 10 %					Pays	
Rénovations majeures	Déclassement	Total	Provisions pour aléas	Intérêt pendant la construction	Rénovations majeures	Déclassement	Total		
0	0	1523	0	285	0	0	1671	Belgique	A
160	0	1133	42	196	89	0	1164	Canada	
222	0	1804	68	319	124	0	1872		
0	0	1300	0	264	0	0	1438	Corée	
0	0	1447	0	246	0	0	1574	Danemark	
0	0	1490	0	345	0	0	1671	Espagne	
90	0	1277	75	212	52	0	1348	États-Unis	
0	0	983	44	110	0	0	1039	Finlande	
0	0	1584	67	357	0	0	1770	France	
0	0	1313	61	51	0	0	1339	Hongrie	
0	3	1419	0	205	0	0	1523		
51	0	1365	0	302	15	0	1490	Italie	
0	0	2739	0	369	0	0	2930	Japon	
24	5	1494	63	312	5	1	1635	Pays-Bas	
0	0	2288	80	434	0	0	2513	Portugal	
0	0	2176	76	413	0	0	2391		
0	0	1137	28	183	0	0	1231	Turquie	
0	0	1641	0	342	0	0	1819		
302	0	1735	126	101	105	0	1589	Brésil	
262	0	1509	109	87	91	0	1381		
0	0	966	64	278	0	0	1114	Chine	
0	0	1002	28	85	0	0	1048	Inde	
0	0	1439	0	310	0	0	1601	Russie	
24	5	1722	72	360	5	1	1888	Pays-Bas	B
24	5	1842	78	386	5	1	2022		
90	0	1445	83	242	52	0	1532	États-Unis	

Tableau 9. Coûts d'investissement des centrales fonctionnant au gaz et autres actualisés

	Pays	Nom abrégé de la centrale	Technologie/Équipement de contrôle des émissions	Coût de construction de base	Taux d'actualisation de 5 %		
					Provisions pour aléas	Intérêt pendant la construction	Rénovations majeures
GAZ							
A	Belgique	BE-G	CCGT/LNB	761	0	59	0
	Canada	CA-G	CCGT	536	27	35	154
	Corée	KR-G	CCGT, LNG	583	0	35	43
	Danemark	DE-G1	CCGT/deNOx	809	0	78	0
		DE-G2	B(SC)/deNOx	885	0	34	0
	Espagne	SP-G	CCGT/LNB	663	0	90	0
	États-Unis	US-G1	CCGT/SCR	422	22	22	36
	Finlande	FI-G	CCGT	622	31	36	0
	France	FR-G	CCGT/LNB	739	37	51	95
	Hongrie	HN-G	CCGT	595	60	53	0
	Italie	IT-G	CCGT/LNB	652	0	39	0
	Japon	JP-G	CCGT, LNG/deNOx	1640	0	63	0
	Pays-Bas	NL-G1	CCGT	725	36	66	40
	Portugal	PT-G1	CCGT/LNB	790	32	53	0
		PT-G2	CCGT/LNB	697	28	46	0
	Turquie	TK-G	CCGT/deNOx	402	11	27	0
	Brésil	BR-G1	CCGT	677	68	15	242
BR-G2		CCGT	766	77	31	261	
Russie	RU-G	CCGT	721	0	61	0	
B	États-Unis	US-G2	ACCGT/SCR	419	33	0	0
		US-FC	Pile à combustible/LNB, ESP	1408	70	104	36
	Pays-Bas	NL-G2	CCGT	664	35	61	40
AUTRES							
A	Danemark	DE-CHP	CHP - Moteur à gaz	937	0	90	0
		DE-ST	Turbine à paille	3407	0	326	0
		DE-W1	Éoliennes terrestres	998	0	0	0
		DE-W2	Éoliennes offshore	1945	0	0	0
	États-Unis	US-BIO	Biomasse	1342	97	137	36
	Italie	IT-W	Éoliennes terrestres	1173	0	12	447
	Turquie	TK-FO	B, Fioul/deSOx, deNOx	1141	32	127	0

A : Centrales disponibles sur le marché.

B : Centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

Systèmes de contrôle de pollution

FGD : Désulfuration des gaz de combustion.
 LNB : Brûleurs à faibles émissions de NOx.
 SCR : Réduction catalytique sélective.
 deNOx : Systèmes de contrôle non spécifiés de NOx.

Systèmes de combustion du gaz

B : Chaudière.
 CCGT : Turbine à cycle combiné à gaz.
 GM : Moteur à gaz.
 ACCGT : CCGT avancé.
 LNG : Gaz naturel liquéfié.
 CHP : Cogénération de chaleur et électricité.

Cycle de vapeur

(SC) : Sur-critique.

à la date de mise en service (dollars des États-Unis au 1er juillet 1996/kWe)

Taux d'actualisation 5 %		Taux d'actualisation 10 %					Pays	
Déclassement	Total	Provisions pour aleas	Intérêt pendant la construction	Rénovations majeures	Déclassement	Total		
GAZ								
0	820	0	123	0	0	884	Belgique	A
0	752	27	72	98	0	733	Canada	
0	661	0	72	17	0	671	Corée	
0	887	0	162	0	0	971	Danemark	
0	920	0	71	0	0	957		
0	753	0	191	0	0	854	Espagne	
0	502	22	45	21	0	509	États-Unis	
0	689	31	74	0	0	727	Finlande	
0	923	37	105	38	0	918	France	
0	708	60	108	0	0	762	Hongrie	
0	691	0	80	0	0	732	Italie	
0	1703	0	132	0	0	1771	Japon	
3	871	36	137	10	1	909	Pays-Bas	
0	875	32	108	0	0	930	Portugal	
0	771	28	95	0	0	820		
0	440	11	55	0	0	468	Turquie	
0	1001	68	31	86	0	861	Brésil	
0	1134	77	63	95	0	1001		
0	782	0	126	0	0	847	Russie	
0	452	33	1	0	0	453	États-Unis	B
0	1618	70	211	21	0	1710		
3	804	35	126	10	1	836	Pays-Bas	
AUTRES								
0	1027	0	90	0	0	1027	Danemark	A
0	3734	0	680	0	0	4087		
0	998	0	0	0	0	975		
0	1945	0	0	0	0	1900		
0	1612	97	282	21	0	1742	États-Unis	
0	1631	0	24	178	0	1375	Italie	
0	1300	32	263	0	0	1436	Turquie	

Tableau 10. Calendrier des dépenses d'investissements

Nucléaire

Année	Nom abrégé de la centrale								
	CA-N1	CA-N2	FI-N	FR-N	JP-N	KR-N	SP-N	TK-N	US-N ^B
-10									
-9									
-8				2.0	1.0	2.5			
-7				2.0	2.0	3.3	5.0		
-6	1.1			7.9	3.2	9.5	11.0	2.4	
-5	6.1	1.9	2.2	16.7	9.8	15.0	16.0	6.1	
-4	13.2	9.7	5.0	21.7	17.7	24.3	18.0	19.1	1.5
-3	22.3	20.2	11.2	19.7	18.2	20.5	19.0	33.7	39.0
-2	28.2	30.9	25.2	14.8	16.3	17.7	20.0	25.9	53.2
-1	21.7	27.3	56.4	9.8	15.5	5.8	11.0	12.8	6.3
0	7.3	10.0		5.5	16.3	1.4			
1									
2									

Charbon

Année	Nom abrégé de la centrale										
	BE-C	CA-C1/2	DE-C	FI-C	FR-C	HN-C1	HN-C2	IT-C	JP-C	KR-C	NL-C1/2/3
-7											
-6			2.0		1.0			5.0		1.4	3.0
-5	5.0	3.1	3.0		4.0		3.0	11.0	0.5	4.2	5.0
-4	18.0	16.1	11.0	5.0	23.0		10.0	19.0	2.5	16.7	20.0
-3	22.0	30.8	16.0	11.5	34.0	1.7	20.0	20.0	8.7	25.9	22.0
-2	25.0	34.1	38.0	25.7	25.0	21.7	25.0	20.0	12.6	31.9	25.0
-1	25.0	15.9	26.0	57.8	10.0	39.6	30.0	17.0	31.7	17.7	25.0
0	5.0		3.0		3.0	37.0	10.0	8.0	32.2	2.2	
1			1.0				2.0		11.8		
2											

Gaz

Année	Nom abrégé de la centrale									
	BE-G	CA-G	DE-G1	DE-G2	FI-G	FR-G	HN-G	IT-G	JP-G	KR-G
-7										
-6										
-5			6.0						1.0	
-4	15.0		10.0	5.7	3.1	2.0			3.0	1.6
-3	20.0	12.0	26.0	13.6	11.7	20.0	15.1	20.0	13.1	11.4
-2	25.0	50.0	31.0	13.6	26.2	37.0	78.9	34.0	20.2	46.1
-1	30.0	38.1	24.0	34.1	59.0	37.0	6.1	40.0	28.3	36.7
0	10.0		3.0	31.8		4.0		6.0	35.3	4.2
1				1.1						
2										

Autres

Année	Nom abrégé de la centrale			
	DE-CHP/ST	DE-W	IT-W	US-BIO
-7				
-6				
-5	6.0			
-4	10.0			15.0
-3	26.0			39.0
-2	31.0			53.2
-1	24.0		69.9	6.3
0	3.0	100.0	30.1	
1				
2				

B Centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

(pourcentages des coûts totaux de base dépensés chaque année)

Nucléaire

Nom abrégé de la centrale								Année
BR-N1	CN-N1	CN-N2	CN-N3	IN-N	RO-N	RU-N	BR-N2 ^B	
								-10
	3.0	2.5		0.6				-9
	6.0	6.7	3.0	2.3				-8
	10.0	15.8	8.0	7.0				-7
6.1	15.0	18.9	17.0	11.0	9.1	4.2	1.5	-6
12.7	19.0	19.9	20.0	12.7	27.3	14.4	5.5	-5
22.9	20.0	17.5	27.0	13.7	18.2	24.4	18.5	-4
28.2	16.0	11.5	12.0	13.0	9.1	24.4	34.0	-3
19.4	9.0	5.3	9.0	10.6	13.6	22.4	23.0	-2
8.3	2.0	1.9	4.0	7.1	22.7	10.2	13.0	-1
2.4				12.2			4.5	0
				9.8				1
								2

Charbon

Nom abrégé de la centrale										Année
PT-C1/2	SP-C	TK-C1	TK-C2	US-C1/2	BR-C1	BR-C2	CN-C	IN-C	RU-C	
										-7
	2.0						5.0	0.2		-6
	10.0		3.7				18.0	6.6		-5
18.5	20.0	5.2	15.1	1.5	1.0		24.0	11.2	30.0	-4
31.7	26.0	26.2	34.2	39.0	6.5	7.5	25.0	14.3	30.0	-3
31.2	27.0	48.2	35.5	53.2	18.5	20.0	24.0	20.2	25.0	-2
11.3	10.0	20.4	11.5	6.3	60.0	57.5	4.0	22.2	10.0	-1
7.3	5.0				14.0	15.0		15.2	5.0	0
								10.2		1
										2

Gaz

Nom abrégé de la centrale										Année
NL-G1	PT-G1/2	SP-G	TK-G	US-G	BR-G1	BR-G2	RU-G	NL-G2 ^B	US-FC ^B	
										-7
		5.0								-6
2.5		15.0						2.6		-5
8.0		20.0						7.4		-4
23.7	25.0	20.0	9.8			7.5	45.0	23.9		-3
37.5	35.1	25.0	58.7	50.0	20.0	27.5	35.0	37.8	7.0	-2
28.3	30.0	10.0	31.5	50.0	50.0	45.0	10.0	28.2	75.0	-1
	9.9	5.0			30.0	20.0	10.0		18.0	0
										1
										2

B Centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

**Tableau 11. Coûts prévisionnels d'exploitation et d'entretien en 2005
(dollars des États-Unis au 1er juillet 1996 par an, par unité de puissance nette en kWe)**

Pays	Nucléaire		Charbon		Gaz		Autres	
	Nom abrégé de la centrale	Coûts E&M	Nom abrégé de la centrale	Coûts E&M	Nom abrégé de la centrale	Coûts E&M	Nom abrégé de la centrale	Coûts E&M
Belgique			BE-C	66.80	BE-G	45.32		
Canada	CA-N1	54.94	CA-C1	26.01	CN-G	13.04		
	CA-N2	38.82	CA-C2	50.55				
Corée	KR-N	62.44	KR-C	53.13	KR-G	21.80		
Danemark			DE-C	43.87	DE-G1	27.80	DE-CHP	85.18
					DE-G2	37.05	DE-ST	136.29
							DE-W1	14.20
							DE-W2	42.42
Espagne	SP-N	52.95	SP-C	39.72	SP-G	31.37		
États-Unis	US-N ^B	57.63	US-C1	33.50	US-G1	18.09	US-BIO	46.24
			US-C2 ^B	32.84	US-G2 ^B	17.42		
					US-FC ^B	27.48		
Finlande	FI-N	51.68	FI-C	57.71	FI-G	70.63		
France	FR-N	44.06	FR-C	64.43	FR-G	28.53		
Hongrie			HN-C1	58.35	HN-G [6]	21.17		
			HN-C2	37.73				
Italie			IT-C	39.75	IT-G	16.94	IT-W	16.29
Japon	JP-N	109.50	JP-C	81.33	JP-G	51.11		
Pays-Bas			NL-C1	53.35	NL-G1	24.59		
			NL-C2 ^B	53.35	NL-G2 ^B	23.71		
			NL-C3 ^B	54.51				
Portugal			PT-C1	74.76	PT-G1	16.10		
			PT-C2	73.85	PT-G2	15.04		
Turquie	TK-N	55.21	TK-C1	58.13	TK-G	6.07	TK-FO	26.70
			TK-C2	49.18				
Brésil	BR-N1 [1]	42.76	BR-C1 [4]	17.50	BR-G1 [7]	8.39		
	BR-N2 ^B [2]	40.62	BR-C2 [4]	17.69	BR-G2 [7]	8.62		
Chine	CN-N1	37.01	CN-C	36.05				
	CN-N2	37.97						
	CN-N3 [3]	57.56						
Inde	IN-N	39.50	IN-C1/C2	27.89				
Roumanie	RO-N	75.05						
Russie	RU-N	28.92	RU-C [5]	32.99	RU-G [8]	20.09		

B Centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

- Notes :
- [1] Atteignant 72.15 dollars des États-Unis par kWe par an en 2045.
 - [2] Atteignant 68.53 dollars des États-Unis par kWe par an en 2045.
 - [3] Baissant à 40.61 dollars des États-Unis par kWe par an en 2025; puis stable.
 - [4] Atteignant 31.99 dollars des États-Unis par kWe par an en 2045.
 - [5] Atteignant 56.42 dollars des États-Unis par kWe par an en 2015; puis stable.
 - [6] Atteignant 26.56 dollars des États-Unis par kWe par an en 2045.
 - [7] Atteignant 12.06 dollars des États-Unis par kWe par an en 2045.
 - [8] Atteignant 29.84 dollars des États-Unis par kWe par an en 2015; puis stable.

Table 12. Prix prévisionnels du combustible nucléaire

Pays		Prix de l'uranium et des services pour le cycle du combustible								
		1996			2005			2015		
		Uranium (US\$/kg)	Enrichissement (US\$/SWU)	Fabrication (US\$/kgHM)	Uranium (US\$/kg)	Enrichissement (US\$/SWU)	Fabrication (US\$/kgHM)	Uranium (US\$/kg)	Enrichissement (US\$/SWU)	Fabrication (US\$/kgHM)
Canada	CA-N	41.8	NA	44.7	41.8	NA	44.7	41.8	NA	44.7
Corée	KR-N	44.8	121.8	286.3	44.8	121.8	286.3	44.8	121.8	286.3
Espagne*	SP-N	1559.9		351.0	1559.9		351.0	1559.9		351.0
États-Unis	US-N	40.6	92.7	257.0	43.1	102.5	258.0	43.1	101.5	258.0
Finlande	FI-N	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS
France	FR-N	65.2	97.0	388.2	65.2	97.0	388.2	65.2	97.0	388.2
Japon	JP-N	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS
Turquie	TK-N	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS
Brésil	BR-N1	43.9	179.2	199.1	46.3	180.2	199.9	51.3	181.2	200.8
	BR-N2	43.9	142.3	158.0	46.3	147.3	166.7	51.3	151.3	174.2
Chine	CN-N	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS
Inde	IN-N	116.9	NA	168.3	116.9	NA	168.3	116.9	NA	168.3
Roumanie	RO-N	NS	NA	NS	155.0	NA	235.1	157.3	NA	237.5
Russie	RU-N	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS

Pays		Prix de l'uranium et des services pour le cycle du combustible								
		2025			2035			2045		
		Uranium (US\$/kg)	Enrichissement (US\$/SWU)	Fabrication (US\$/kgHM)	Uranium (US\$/kg)	Enrichissement (US\$/SWU)	Fabrication (US\$/kgHM)	Uranium (US\$/kg)	Enrichissement (US\$/SWU)	Fabrication (US\$/kgHM)
Canada	CA-N	41.8	NA	44.7	41.8	NA	44.7	41.8	NA	44.7
Corée	KR-N	44.8	121.8	286.3	44.8	121.8	286.3	44.8	121.8	286.3
Espagne*	SP-N	1559.9		351.0	1559.9		351.0	1559.9		351.0
États-Unis	US-N	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS
Finlande	FI-N	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS
France	FR-N	65.2	97.0	388.2	65.2	97.0	388.2	65.2	97.0	388.2
Japon	JP-N	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS
Turquie	TK-N	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS
Brésil	BR-N1	52.5	181.2	201.2	53.1	183.2	201.6	53.8	183.2	202.4
	BR-N2	52.5	154.3	179.5	53.1	155.3	182.1	53.8	156.3	184.0
Chine	CN-N	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS
Inde	IN-N	116.9	NA	168.3	116.9	NA	168.3	116.9	NA	168.3
Roumanie	RO-N	159.7	NA	239.9	162.1	NA	242.3	164.5	NA	244.7
Russie	RU-N	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS	NS

* Coût total prévu de l'uranium enrichi en US\$/kg.

NA Non applicable.

NS Non spécifié.

US\$ Dollars des États-Unis au 1er juillet 1996.

**Tableau 13. Prix prévisionnels du charbon
(dollars des États-Unis au 1er juillet 1996/Gjoule)**

	Pays	Nom abrégé de la centrale	1996		2005		2015		2025		2035		2045	
			M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P
	Belgique	BE-C	1.72	2.00	1.72	2.00	1.72	2.00	1.72	2.00	1.72	2.00	1.72	2.00
	Canada	CA-C1/C2	NS	1.64	NS	1.64	NS	1.64	NS	1.64	NS	1.64	NS	1.64
	Corée	KR-C	NS	1.69	NS	1.69	NS	1.69	NS	1.69	NS	1.69	NS	1.69
↗	Danemark	DE-C	NS	1.86	NS	2.40	NS	2.40	NS	2.40	NS	2.40	NS	2.40
	Espagne	SP-C	NS	2.36	NS	2.36	NS	2.36	NS	2.36	NS	2.36	NS	2.36
↘	États-Unis	US-C1/C2	NS	1.06	NS	1.06	NS	0.99	NS	0.92	NS	0.86	NS	0.80
	Finlande	FI-C	NS	1.67	NS	1.67	NS	1.67	NS	1.67	NS	1.67	NS	1.67
	France	FR-C	1.93	2.64	1.93	2.64	1.93	2.64	1.93	2.64	1.93	2.64	1.93	2.64
	Hongrie	HN-C1	NS	2.06	NS	2.06	NS	2.06	NS	2.06	NS	2.06	NS	2.06
		HN-C2*	NS	1.78	NS	1.78	NS	1.78	NS	1.78	NS	1.78	NS	1.78
↗	Italie	IT-C	2.02	2.54	2.26	2.78	2.47	2.99	2.50	3.02	2.53	3.05	2.53	3.05
↗	Japon	JP-C	1.89	2.05	1.97	2.13	2.07	2.22	2.16	2.31	2.27	2.42	2.37	2.52
↗	Pays-Bas	NL-C1/C2/C3	NS	2.68	NS	2.78	NS	3.00	NS	3.00	NS	3.00	NS	3.00
↗	Portugal	PT-C1/C2	1.75	2.01	1.83	2.09	1.92	2.18	2.02	2.28	2.12	2.38	2.23	2.49
	Turquie	TK-C1	NS	2.15	NS	2.15	NS	2.15	NS	2.15	NS	2.15	NS	2.15
		TK-C2*	NS	3.26	NS	3.26	NS	3.26	NS	3.26	NS	3.26	NS	3.26
↗	Brésil	BR-C1	1.06	1.14	1.18	1.28	1.35	1.46	1.53	1.66	1.75	1.90	1.99	2.16
		BR-C2	2.73	2.87	3.07	3.23	3.49	3.66	3.98	4.17	4.53	4.75	5.16	5.42
↗	Chine	CN-C	NS	1.67	NS	1.80	NS	1.89	NS	1.99	NS	2.09	NS	2.20
	Inde	IN-C/F1	0.66	1.88	0.66	1.88	0.66	1.88	0.66	1.88	0.66	1.88	0.66	1.88
		IN-C/F2	1.05	2.27	1.05	2.27	1.05	2.27	1.05	2.27	1.05	2.27	1.05	2.27
↗	Russie	RU-C	NS	1.18	NS	2.01	NS	2.50	NS	3.05	NS	3.72	NS	4.53

↗ Projection à la hausse des prix du charbon.

↘ Projection à la baisse des prix du charbon.

* Lignite national.

M : Sur le site de la mine ou à la frontière.

P : À l'entrée de la centrale.

NS : Non spécifié.

Tableau 14. Prix prévisionnels du gaz (dollars des États-Unis au 1er juillet 1996/Gjoule)

	Pays	Nom abrégé de la centrale	1996		2005		2015		2025		2035		2045	
			M	P	M	P	M	P	M	P	M	P	M	P
	Belgique	BE-G	NS	3.19	NS	3.19	NS	3.19	NS	3.19	NS	3.19	NS	3.19
↗	Canada	CA-G	NS	1.81	NS	2.05	NS	2.53	NS	2.94	NS	3.44	NS	3.96
	Corée	KR-G	NS	4.93	NS	4.93	NS	4.93	NS	4.93	NS	4.93	NS	4.93
↗	Danemark	DE-G1/G2/CHP	NS	3.06	NS	5.20	NS	5.20	NS	5.20	NS	5.20	NS	5.20
	Espagne	SP-G	NS	5.17	NS	5.17	NS	5.17	NS	5.17	NS	5.17	NS	5.17
↗	États-Unis	US-G1/G2	NS	1.58	NS	1.58	NS	2.25	NS	3.19	NS	4.53	NS	6.44
	Finlande	FI-G	NS	2.96	NS	2.96	NS	2.96	NS	2.96	NS	2.96	NS	2.96
	France	FR-G	3.95	5.05	3.95	5.05	3.95	5.05	3.95	5.05	3.95	5.05	3.95	5.05
↗	Hongrie	HN-G	NS	3.04	NS	3.42	NS	3.42	NS	3.42	NS	3.42	NS	3.42
↗	Italie	IT-G	NS	4.05	NS	5.35	NS	5.62	NS	5.62	NS	5.62	NS	5.62
↗	Japon	JP-G	3.73	3.90	4.78	4.95	6.31	6.48	8.33	8.50	10.98	11.15	14.48	14.65
↗	Pays-Bas	NL-G1/G2	NS	3.75	NS	4.24	NS	4.80	NS	4.87	NS	4.87	NS	4.87
↗	Portugal	PT-G1/G2	2.55	3.76	3.25	4.46	3.77	4.97	3.93	5.14	3.93	5.14	3.93	5.14
	Turquie	TK-G	NS	3.88	NS	3.88	NS	3.88	NS	3.88	NS	3.88	NS	3.88
↗	Brésil	BR-G1/G2	0.98	2.49	0.99	2.51	1.00	2.53	1.01	2.56	1.02	2.58	1.03	2.61
↗	Russie	RU-G	NS	2.01	NS	2.68	NS	3.48	NS	4.24	NS	5.17	NS	6.30

↗ Projection à la hausse des prix du gaz.

M : Sur le site de la mine ou à la frontière.

P : À l'entrée de la centrale.

NS : Non spécifié.

Table 15. Coûts prévisionnels de production calculés

Pays	Charbon					Gaz				
		Investissement	E&M	Combustible	Total		Investissement	E&M	Combustible	Total
Belgique	BE-C	13.32	10.27	16.69	40.28	BE-G	7.18	6.97	21.84	35.99
		33%	26%	41%	100%		20%	19%	61%	100%
Corée	KR-C	11.37	8.17	14.86	34.40	KR-G	5.78	3.35	33.39	42.52
		33%	24%	43%	100%		14%	8%	79%	100%
	CA-C2	15.78	7.77	17.90	41.45					
		38%	19%	43%	100%					
Danemark	DK-C	12.65	6.75	18.17	37.56	DK-G1	7.76	4.28	32.87	44.90
		34%	18%	48%	100%		17%	10%	73%	100%
						DK-G2	8.04	5.70	37.47	51.21
							16%	11%	73%	100%
Espagne	SP-C	13.03	6.11	23.11	42.24	SP-G	6.58	4.82	36.50	47.91
		31%	14%	55%	100%		14%	10%	76%	100%
États-Unis	US-C1	11.20	5.15	8.70	25.05	US-G1	4.39	2.78	19.97	27.14
		45%	21%	35%	100%		16%	10%	74%	100%
	US-C2 ^B	12.65	5.05	7.10	24.79	US-G2 ^B	3.95	2.68	16.64	23.27
		51%	20%	29%	100%		17%	12%	71%	100%
					US-FC ^B	14.15	4.23	17.21	35.59	
						40%	12%	48%	100%	
Italie	IT-C	11.94	6.11	24.19	42.24	IT-G	6.04	2.61	37.90	46.55
		28%	14%	57%	100%		13%	6%	81%	100%
Japon	JP-C	23.95	12.51	19.35	55.81	JP-G	14.89	7.86	56.34	79.10
		43%	22%	35%	100%		19%	10%	71%	100%
Pays-Bas	NL-C1	13.07	8.20	23.58	44.85	NL-G1	7.62	3.78	31.22	42.62
		29%	18%	53%	100%		18%	9%	73%	100%
	NL-C2 ^B	15.06	8.20	22.57	45.84	NL-G2 ^B	7.03	3.65	28.10	38.77
		33%	18%	49%	100%		18%	9%	72%	100%
	NL-C3 ^B	16.11	8.38	22.57	47.07					
		34%	18%	48%	100%					
Portugal	PT-C1	20.01	11.50	20.02	51.53	PT-G1	7.65	2.48	33.79	43.92
		39%	22%	39%	100%		17%	6%	77%	100%
	PT-C2	19.03	11.36	19.19	49.58	PT-G2	6.74	2.31	34.34	43.40
		38%	23%	39%	100%		16%	5%	79%	100%
Turquie	TK-C1	9.94	8.94	20.96	39.84	TK-G	3.85	0.93	25.89	30.67
		25%	22%	53%	100%		13%	3%	84%	100%
	TK-C2	14.35	7.56	34.48	56.39					
		25%	13%	61%	100%					
Brésil	BR-C1	15.18	3.30	16.91	35.39	BR-G1	8.76	1.50	18.29	28.55
		43%	9%	48%	100%		31%	5%	64%	100%
	BR-C2	13.19	3.30	39.95	56.45	BR-G2	9.92	1.51	18.29	29.72
		23%	6%	71%	100%		33%	5%	62%	100%
Chine	CN-C	8.45	5.54	17.82	31.82					
		27%	17%	56%	100%					
Inde	IN-C/F1	8.76	4.29	19.92	32.97					
		27%	13%	60%	100%					
	IN-C/F2	8.76	4.29	24.02	37.07					
		24%	12%	65%	100%					
Roumanie										
Russie	RU-C	12.59	7.72	26.01	46.32	RU-G	6.84	4.19	24.38	35.41
		27%	17%	56%	100%		19%	12%	69%	100%

^B Centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

avec des hypothèses génériques au taux d'actualisation de 5% p.a. (USmill du 1.7.1996/kWh)

	Nucléaire				Autres				Pays	
	Investissement	E&M	Combustible	Total	Investissement	E&M	Combustible	Total		
									Belgique	
KR-N	16.83	9.60	4.27	30.70					Corée	
	55%	31%	14%	100%						
CA-N2	16.43	5.97	2.27	24.67						
	67%	24%	9%	100%						
					DK-CHP	8.98	13.10	45.70	67.78	Danemark
						13%	19%	67%	100%	
					DK-ST	32.65	20.96	40.62	94.24	
						35%	22%	43%	100%	
					DK-W1	27.26	6.98	0.00	34.24	
						80%	20%	0%	100%	
					DK-W2	37.31	9.54	0.00	46.85	
						80%	20%	0%	100%	
SP-N	22.21	8.14	10.69	41.04					Espagne	
	54%	20%	26%	100%						
US-N ^B	18.20	8.86	6.22	33.28	US-BIO	14.11	7.11	8.74	29.95	États-Unis
	55%	27%	19%	100%		47%	24%	29%	100%	
					IT-W	46.05	8.73	0.00	54.78	Italie
						84%	16%	0%	100%	
JP-N	24.91	16.84	15.71	57.45					Japon	
	43%	29%	27%	100%						
									Pays-Bas	
									Portugal	
TK-N	19.89	8.49	4.44	32.82	TK-FO	11.37	4.11	23.24	38.72	Turquie
	61%	26%	14%	100%		29%	11%	60%	100%	
BR-N1	19.90	7.72	9.14	36.76					Brésil	
	54%	21%	25%	100%						
BR-N2 ^B	19.22	7.34	6.59	33.15						
	58%	22%	20%	100%						
CN-N1	12.12	5.69	7.56	25.37					Chine	
	48%	22%	30%	100%						
CN-N2	17.14	5.84	7.83	30.81						
	56%	19%	25%	100%						
CN-N3	15.82	7.84	3.03	26.69						
	59%	29%	11%	100%						
IN-N	19.16	6.07	7.59	32.82					Inde	
	58%	19%	23%	100%						
RO-N	15.75	11.54	4.55	31.84					Roumanie	
	49%	36%	14%	100%						
RU-N	18.85	4.45	3.58	26.88					Russie	
	70%	17%	13%	100%						

Note : Les chiffres en italiques correspondent à des estimations nationales.

B Centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

Tableau 16. Coûts prévisionnels de production calculés

Pays	Charbon					Gaz				
		Investissement	E&M	Combustible	Total		Investissement	E&M	Combustible	Total
Belgique	BE-C	25.38	10.40	16.69	52.47	BE-G	13.42	7.06	21.84	42.33
		48%	20%	32%	100%		32%	17%	52%	100%
Canada	CA-C1	17.68	4.05	15.30	37.03	CA-G	11.13	2.03	19.88	33.04
	CA-C2	28.42	7.87	17.90	54.19		34%	6%	60%	100%
Corée	KR-C	21.83	8.27	14.86	44.96	KR-G	10.19	3.39	33.39	46.98
		49%	18%	33%	100%		22%	7%	71%	100%
Danemark	DK-C	23.90	6.83	18.17	48.90	DK-G1	14.74	4.33	32.87	51.94
		49%	14%	37%	100%		28%	8%	63%	100%
						DK-G2	14.52	5.77	37.47	57.77
							25%	10%	65%	100%
Espagne	SP-C	25.38	6.18	23.11	54.67	SP-G	12.97	4.88	36.50	54.36
		46%	11%	42%	100%		24%	9%	67%	100%
États-Unis	US-C1	20.54	5.22	8.95	34.71	US-G1	7.73	2.82	16.82	27.37
	US-C2 ^a	23.28	5.11	7.31	35.70		US-G2 ^a	6.87	2.71	14.02
						US-FC ^b	25.97	4.28	14.50	44.75
							29%	11%	59%	100%
Finlande	FI-C	15.77	8.99	14.35	39.11	FI-G	11.03	11.00	19.03	41.07
		40%	23%	37%	100%		27%	27%	46%	100%
France	FR-C	26.88	10.03	22.62	59.54	FR-G	13.94	4.44	34.96	53.35
		45%	17%	38%	100%		26%	8%	66%	100%
Hongrie	HN-C1	20.34	9.09	17.91	47.33	HN-G	11.58	3.49	25.31	40.37
	HN-C2	23.13	5.88	16.62	45.62		29%	9%	63%	100%
Italie	IT-C	22.63	6.19	23.91	52.73	IT-G	11.11	2.64	37.57	51.32
		43%	12%	45%	100%		22%	5%	73%	100%
Japon	JP-C	44.48	12.66	19.00	76.14	JP-G	26.89	7.96	49.54	84.40
		58%	17%	25%	100%		32%	9%	59%	100%
Pays-Bas	NL-C1	24.82	8.31	23.36	56.48	NL-G1	13.80	3.83	30.68	48.31
	NL-C2 ^a	28.66	8.31	22.36	59.33		NL-G2 ^a	12.69	3.69	27.62
Portugal	PT-C1	38.15	11.64	19.64	69.44	PT-G1	14.11	2.51	33.17	49.79
	PT-C2	36.29	11.50	18.83	66.62		PT-G2	12.45	2.34	33.70
Turquie	TK-C1	18.69	9.05	20.96	48.70	TK-G	7.11	0.94	25.89	33.94
	TK-C2	27.61	7.66	34.48	69.74		21%	3%	76%	100%
Brésil	BR-C1	24.13	3.12	15.95	43.20	BR-G1	13.07	1.45	18.21	32.73
	BR-C2	20.97	3.14	37.70	61.80		BR-G2	15.19	1.47	18.21
Chine	CN-C	16.91	5.61	17.44	39.96					
		42%	14%	44%	100%					
Inde	IN-C/F1	15.91	4.34	19.92	40.17					
	IN-C/F2	15.91	4.34	24.02	44.27					
Roumanie										
Russie	RU-C	24.31	7.35	23.68	55.34	RU-G	12.85	4.05	22.09	38.99
		44%	13%	43%	100%		33%	10%	57%	100%

B Centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

avec des hypothèses génériques au taux d'actualisation de 10% p.a. (USmill du 1.7.1996/kWh)

	Nucléaire				Autres				Pays
	Investissement	E&M	Combustible	Total	Investissement	E&M	Combustible	Total	
									Belgique
CA-N1	36.20	8.55	2.49	47.24					Canada
	<i>77%</i>	<i>18%</i>	<i>5%</i>	<i>100%</i>					
CA-N2	31.17	6.05	2.34	39.56					Corée
	<i>79%</i>	<i>15%</i>	<i>6%</i>	<i>100%</i>					
KR-N	34.30	9.72	4.27	48.30					Danemark
	<i>71%</i>	<i>20%</i>	<i>9%</i>	<i>100%</i>	DK-CHP	17.07	13.26	45.70	
						<i>22%</i>	<i>17%</i>	<i>60%</i>	<i>100%</i>
					DK-ST	62.05	21.22	40.62	123.90
						<i>50%</i>	<i>17%</i>	<i>33%</i>	<i>100%</i>
					DK-W1	47.70	6.98	0.00	54.69
						<i>87%</i>	<i>13%</i>	<i>0%</i>	<i>100%</i>
					DK-W2	65.59	9.54	0.00	75.13
						<i>87%</i>	<i>13%</i>	<i>0%</i>	<i>100%</i>
SP-N	44.90	8.25	10.69	63.83					Espagne
	<i>70%</i>	<i>13%</i>	<i>17%</i>	<i>100%</i>					États-Unis
US-N ^B	31.38	8.97	5.81	46.17	US-BIO	26.47	7.20	8.74	
	<i>68%</i>	<i>19%</i>	<i>13%</i>	<i>100%</i>		<i>62%</i>	<i>17%</i>	<i>21%</i>	<i>100%</i>
FI-N	40.56	8.05	7.32	55.93					Finlande
	<i>73%</i>	<i>14%</i>	<i>13%</i>	<i>100%</i>					France
FR-N	34.61	6.86	7.69	49.15					
	<i>70%</i>	<i>14%</i>	<i>16%</i>	<i>100%</i>					
									Hongrie
					IT-W	66.52	8.73	0.00	75.25
						<i>88%</i>	<i>12%</i>	<i>0%</i>	<i>100%</i>
JP-N	47.76	17.05	14.76	79.57					Japon
	<i>60%</i>	<i>21%</i>	<i>19%</i>	<i>100%</i>					Pays-Bas
									Portugal
TK-N	38.74	8.60	4.44	51.78	TK-FO	21.81	4.16	23.24	49.21
	<i>75%</i>	<i>17%</i>	<i>9%</i>	<i>100%</i>		<i>44%</i>	<i>8%</i>	<i>47%</i>	<i>100%</i>
BR-N1	35.82	7.40	8.24	51.46					Brésil
	<i>70%</i>	<i>14%</i>	<i>16%</i>	<i>100%</i>					
BR-N2 ^B	33.69	7.03	5.94	46.66					
	<i>72%</i>	<i>15%</i>	<i>13%</i>	<i>100%</i>					
CN-N1	25.69	5.76	7.56	39.01					Chine
	<i>66%</i>	<i>15%</i>	<i>19%</i>	<i>100%</i>					
CN-N2	36.92	5.91	7.83	50.67					
	<i>73%</i>	<i>12%</i>	<i>15%</i>	<i>100%</i>					
CN-N3	32.96	8.38	3.03	44.37					Inde
	<i>74%</i>	<i>19%</i>	<i>7%</i>	<i>100%</i>					
IN-N	37.30	6.15	7.59	51.04					
	<i>73%</i>	<i>12%</i>	<i>15%</i>	<i>100%</i>					
									Roumanie
RO-N	31.61	11.69	4.54	47.83					
	<i>66%</i>	<i>24%</i>	<i>9%</i>	<i>100%</i>					Russie
RU-N	37.17	4.50	4.85	46.52					
	<i>80%</i>	<i>10%</i>	<i>10%</i>	<i>100%</i>					

Note : Les chiffres en *italiques* correspondent à des estimations nationales.

B Centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

Tableau 17. Coûts prévisionnels de production calculés

Pays	Charbon					Gaz				
		Investissement	E&M	Combustible	Total		Investissement	E&M	Combustible	Total
Belgique	BE-C	30.32 52%	11.17 19%	16.92 29%	58.41 100%	BE-G	15.96 35%	8.30 18%	21.70 47%	45.96 100%
Canada										
Corée	KR-C	22.20 47%	8.65 18%	15.95 34%	46.80 100%	KR-G	11.30 23%	3.39 7%	34.18 70%	48.87 100%
Danemark	DK-C	15.84 39%	6.64 16%	18.40 45%	40.89 100%	DK-G1	9.20 20%	4.26 9%	32.88 71%	46.34 100%
						DK-G2	9.88 19%	5.62 11%	37.82 71%	53.32 100%
Espagne	SP-C5%	13.03 30%	8.03 18%	22.62 52%	43.68 100%	SP-G5%	7.25 15%	5.46 11%	36.27 74%	48.98 100%
	SP-C10%	23.71 44%	8.11 15%	22.39 41%	54.21 100%	SP-G10%	12.64 23%	5.62 10%	36.11 66%	54.36 100%
États-Unis	US-C1	11.30 45%	5.00 20%	8.70 35%	25.00 100%	US-G1	4.40 16%	2.70 10%	20.10 74%	27.20 100%
	US-C2 ^a	12.80 52%	4.90 20%	7.00 28%	24.70 100%	US-G2 ^a	4.40 19%	2.60 11%	16.70 70%	23.70 100%
						US-FC ^b	14.40 40%	4.10 11%	17.30 48%	35.80 100%
France	FR-C	17.86 36%	8.73 18%	22.71 46%	49.30 100%	FR-G	9.70 20%	4.27 9%	34.93 71%	48.91 100%
Hongrie	HN-C1	23.69 43%	8.88 16%	22.35 41%	54.92 100%	HN-G	12.24 30%	3.35 8%	25.36 62%	40.96 100%
	HN-C2	24.85 45%	5.74 10%	24.70 45%	55.30 100%					
Italie	IT-C	29.70 49%	6.51 11%	23.82 40%	60.03 100%	IT-G	14.30 26%	2.74 5%	38.21 69%	55.25 100%
Japon	JP-C5%	24.10 41%	13.48 23%	20.82 36%	58.40 100%	JP-G5%	18.43 25%	8.15 11%	48.06 64%	74.64 100%
	JP-C10%	45.24 56%	14.53 18%	20.44 25%	80.21 100%	JP-G10%	28.83 35%	8.19 10%	46.27 56%	83.29 100%
Pays-Bas	NL-C1	12.94 29%	8.14 18%	23.53 53%	44.61 100%	NL-G1	7.55 18%	3.75 9%	31.09 73%	42.38 100%
	NL-C2 ^a	14.88 33%	8.14 18%	22.54 49%	45.55 100%	NL-G2 ^a	6.97 18%	3.63 9%	27.98 73%	38.58 100%
	NL-C3 ^a	16.04 34%	8.31 18%	22.54 48%	46.89 100%					
Portugal	PT-C1	27.74 47%	11.01 19%	19.78 34%	58.52 100%	PT-G1	10.21 23%	2.29 5%	32.23 72%	44.73 100%
	PT-C2	26.39 47%	10.88 19%	18.95 34%	56.22 100%	PT-G2	9.01 21%	2.14 5%	32.75 75%	43.91 100%
Chine	CN-C	19.60 45%	6.43 15%	17.34 40%	43.37 100%					
Inde	IN-C1	20.82 44%	4.85 10%	21.68 46%	47.35 100%					
	IN-C2	20.82 40%	4.85 9%	26.24 51%	51.91 100%					

B Centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

avec des hypothèses nationales (USmill du 1.7.1996/kWh)

	Nucléaire				Autres				Pays	
	Investissement	E&M	Combustible	Total	Investissement	E&M	Combustible	Total		
									Belgique	
CA-N1	16.26	7.33	2.42	26.01					Canada	
	63%	28%	9%	100%						
CA-N2	14.87	5.20	2.27	22.34						
	67%	23%	10%	100%						
KR-N	32.51	9.96	4.27	46.73					Corée	
	70%	21%	9%	100%						
					DK-CHP	14.99	14.99	45.66	75.64	Danemark
						20%	20%	60%	100%	
					DK-ST	54.35	24.19	40.55	119.08	
						46%	20%	34%	100%	
					DK-W1	37.48	6.98	0.00	44.46	
						84%	16%	0%	100%	
					DK-W2	51.45	9.54	0.00	60.99	
						84%	16%	0%	100%	
SP-N5%	22.62	9.28	9.83	41.73					Espagne	
	54%	22%	24%	100%						
SP-N10%	42.12	9.44	10.69	62.24						
	68%	15%	17%	100%						
US-N ^h	17.80	8.60	6.10	32.50	US-BIO	14.30	6.90	8.80	30.00	États-Unis
	55%	26%	19%	100%		48%	23%	29%	100%	
FR-N	25.62	6.60	8.73	40.95					France	
	63%	16%	21%	100%						
									Hongrie	
					IT-W	75.43	8.73	0.00	84.16	Italie
						90%	10%	0%	100%	
JP-N5%	23.96	17.49	15.71	57.16					Japon	
	42%	31%	27%	100%						
JP-N10%	46.47	17.70	14.76	78.93						
	59%	22%	19%	100%						
									Pays-Bas	
									Portugal	
CN-N1	30.02	6.61	7.57	44.19					Chine	
	68%	15%	17%	100%						
CN-N2	43.15	6.58	7.85	57.58						
	75%	11%	14%	100%						
CN-N3	34.27	8.94	3.03	46.24						
	74%	19%	7%	100%						
IN-N	48.20	6.85	7.42	62.46					Inde	
	77%	11%	12%	100%						

Tableau 18. **Ratios des coûts de production – Hypothèses génériques**

Pays	Centrale	Nucléaire/Charbon		Nucléaire/Gaz		Charbon/Gaz	
		5%	10%	5%	10%	5%	10%
Belgique						1.12	1.24
Canada	C1/N1	1.01	1.28	0.98	1.43	0.97	1.12
	C1/N2	0.84	1.07	0.82	1.20	–	–
	C2/N1	0.71	0.87	–	–	1.38	1.64
	C2/N2	0.60	0.73	–	–	–	–
Corée		0.89	1.07	0.72	1.03	0.81	0.96
Danemark	C/G1	–	–	–	–	0.84	0.94
	C/G2	–	–	–	–	0.73	0.85
Espagne		0.97	1.17	0.86	1.17	0.88	1.01
États-Unis	N ^B -C1-G1	1.33	1.33	1.23	1.69	0.92	1.27
	N ^B -C1-G2 ^B	–	–	1.43	1.96	1.08	1.47
	N ^B -C2 ^B -G1	1.34	1.29	–	–	0.91	1.30
	N ^B -C2 ^B -G2 ^B	–	–	–	–	1.07	1.51
Finlande		1.17	1.43	1.04	1.36	0.89	0.95
France		0.69	0.83	0.68	0.92	0.98	1.12
Hongrie	C1/G	–	–	–	–	1.10	1.17
	C2/G	–	–	–	–	0.99	1.13
Italie		–	–	–	–	0.91	1.03
Japon		1.03	1.04	0.73	0.94	0.71	0.90
Pays-Bas	C1/G1	–	–	–	–	1.05	1.17
	C1/G2 ^B	–	–	–	–	1.16	1.28
	C2 ^B /G1	–	–	–	–	1.08	1.23
	C2 ^B /G2 ^B	–	–	–	–	1.18	1.35
	C3 ^B /G1	–	–	–	–	1.10	1.27
	C3 ^B /G2 ^B	–	–	–	–	1.21	1.40
Portugal	C1/G1	–	–	–	–	1.17	1.39
	C1/G2	–	–	–	–	1.19	1.43
	C2/G1	–	–	–	–	1.13	1.34
	C2/G2	–	–	–	–	1.14	1.37
Turquie	C1	0.82	1.06	1.07	1.53	1.30	1.43
	C2	0.58	0.74	–	–	1.84	2.05
Brésil	N1-C1-G1	1.04	1.19	1.29	1.57	1.24	1.32
	N2 ^B -C1-G1	0.94	1.08	1.16	1.43	–	–
	N1-C2-G1	0.65	0.83	–	–	1.98	1.89
	N2 ^B -C2-G1	0.59	0.75	–	–	–	–
	N1-C1-G2	–	–	1.24	1.48	1.19	1.24
	N2 ^B -C1-G2	–	–	1.12	1.34	–	–
	C2-G2	–	–	–	–	1.90	1.77
Chine	N1	0.80	0.98	–	–	–	–
	N2	0.97	1.27	–	–	–	–
	N3	0.84	1.11	–	–	–	–
Inde	C1	0.995	1.27	–	–	–	–
	C2	0.89	1.15	–	–	–	–
Roumanie		–	–	–	–	–	–
Russie		0.58	0.84	0.76	1.19	1.31	1.42

^B Centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

Tableau 19. Étude de sensibilité à un taux d'actualisation de 5 % p.a.

a. Coûts de l'électricité nucléaire (USmill du 1.7.1996/kWh)

Pays	Facteur de charge (%)	65	75				80
	Durée de vie (a)	30	25	30		40	30
	Augmentation des prix du combustible	Nat.	Nat.	0%	Nat.	Nat.	Nat.
Canada	CA-N1	36.12	33.44	31.80	31.80	29.57	30.05
	CA-N2	30.20	28.06	26.62	26.62	24.67	25.17
Corée	KR-N	36.81	34.34	32.64	32.64	30.70	30.95
Espagne	SP-N	48.49	45.92	43.65	43.65	41.04	41.68
États-Unis	US-N	39.84	37.52	35.54	35.54	33.27	33.79
Finlande	FI-N	44.59	42.03	39.82	39.82	37.28	37.88
France	FR-N	38.29	36.33	34.42	34.42	32.24	32.85
Japon	JP-N	67.14	63.27	60.56	60.56	57.45	57.88
Turquie	TK-N	39.63	37.13	35.12	35.12	32.82	33.29
Brésil	BR-N1	42.27	39.97	38.03	38.03	36.76	36.31
	BR-N2 ^B	38.44	36.23	34.36	34.36	33.14	32.70
Chine	CN-N1	29.72	28.19	26.88	26.88	25.37	25.73
	CN-N2	36.64	34.82	32.95	32.95	30.81	31.45
	CN-N3	32.63	30.72	28.84	28.84	26.69	27.30
Indie	IN-N	38.93	36.24	34.92	34.92	32.82	33.29
Roumanie	RO-N	37.93	35.24	33.66	33.66	31.84	31.92
Russie	RU-N	32.89	31.10	29.13	29.13	26.88	27.61

B Centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

Tableau 19. Étude de sensibilité à un taux d'actualisation de 5 % p.a.

b. Coûts de l'électricité charbon (USmill du 1.7.1996/kWh)

Pays	Facteur de charge (%)	65	75				80
	Durée de vie (a)	30	25	30		40	30
	Augmentation des prix du combustible	Nat.	Nat.	0%	Nat.	Nat	Nat.
Belgique	BE-C	45.51	43.16	41.82	41.82	40.28	40.32
Canada	CA-C1	32.37	31.03	30.18	30.18	29.21	29.29
	CA-C2	46.72	44.41	43.03	43.03	41.45	41.53
Corée	KR-C	38.78	36.86	35.71	35.71	34.40	34.47
Danemark	DK-C	42.09	40.30	34.98	39.02	37.56	37.78
Espagne	SP-C	46.78	45.06	43.75	43.75	42.24	42.52
États-Unis	US-C1	28.93	27.48	27.05	26.35	25.01	25.30
	US-C2 ^B	29.07	27.53	26.84	26.27	24.79	25.13
Finlande	FI-C	35.53	33.68	32.81	32.81	31.82	31.71
France	FR-C	51.70	49.37	47.98	47.98	46.38	46.47
Hongrie	HN-C1	42.89	40.85	39.69	39.69	38.37	38.39
	HN-C2	39.18	37.55	36.29	36.29	34.84	35.11
Italie	IT-C	46.37	44.12	40.23	43.53	42.24	42.38
Japon	JP-C	64.11	60.65	56.77	58.36	55.81	56.03
Pays-Bas	NL-C1	49.40	47.38	43.98	46.10	44.85	44.76
	NL-C2 ^B	50.95	48.80	45.29	47.33	45.84	45.85
	NL-C3 ^B	52.50	50.26	46.65	48.68	47.07	47.13
Portugal	PT-C1	58.57	55.50	51.93	53.61	51.53	51.60
	PT-C2	56.34	53.36	49.95	51.56	49.58	49.63
Turquie	TK-C1	43.93	41.99	40.98	40.98	39.84	39.79
	TK-C2	61.51	59.49	58.04	58.04	56.39	56.64
Brésil	BR-C1	37.41	35.70	30.90	34.73	35.38	33.65
	BR-C2	57.34	55.34	45.92	54.99	56.45	54.05
Chine	CN-C	34.76	33.29	30.34	32.57	31.82	31.68
Inde	IN-C/F1	36.05	34.87	33.98	33.98	32.97	33.14
	IN-C/F2	40.15	38.96	38.08	38.08	37.07	37.24
Russie	RU-C	49.31	46.56	32.85	46.20	46.32	44.94

B Centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

Tableau 19. Étude de sensibilité à un taux d'actualisation de 5% p.a.

c. Coûts de l'électricité gaz et autres (USmill du 1.7.1996/kWh)

	Pays	Facteur de charge (%)	65	75			80	
			30	25	30		40	30
			Nat.	Nat.	0%	Nat.	Nat.	Nat.
GAZ	Belgique	BE-G	39.02	37.54	36.82	36.82	35.99	35.92
	Canada	CA-G	31.19	30.00	23.82	29.87	30.03	29.34
	Corée	KR-G	44.63	43.77	43.19	43.19	42.52	42.61
	Danemark	DK-G1	47.70	46.58	32.28	45.80	44.90	45.03
		DK-G2	54.30	52.95	36.73	52.14	51.21	51.27
	Espagne	SP-G	50.46	49.34	48.67	48.67	47.91	47.95
	États-Unis	US-G1	26.48	24.75	19.04	25.44	27.14	25.02
		US-G2 ^B	22.89	21.40	16.59	21.92	23.27	21.53
		US-FC ^B	38.18	35.76	29.80	35.32	35.59	34.16
	Finlande	FI-G	39.20	37.22	36.62	36.62	35.92	35.57
	France	FR-G	50.31	49.16	48.35	48.35	47.42	47.55
	Hongrie	HN-G	37.22	36.29	32.84	35.69	35.03	35.07
	Italie	IT-G	48.46	47.61	36.83	47.10	46.55	46.55
	Japon	JP-G	79.71	75.43	53.74	76.30	79.09	74.94
	Pays-Bas	NL-G1	44.88	43.61	37.07	43.15	42.62	42.45
		NL-G2 ^B	40.87	39.66	33.77	39.25	38.77	38.59
	Portugal	PT-G1	46.19	45.22	36.90	44.61	43.92	43.98
		PT-G2	45.39	44.50	36.15	43.99	43.40	43.42
	Turquie	TK-G	31.89	31.51	31.12	31.12	30.67	30.81
	Brésil	BR-G1	30.95	28.43	29.00	29.33	28.54	28.67
BR-G2		32.58	29.75	30.42	30.74	29.72	30.00	
Russie	RU-G	36.40	34.62	24.68	34.75	35.41	34.08	
AUTRES	Danemark	DK-ST	106.43	101.29	98.00	98.00	94.24	94.58
		DK-CHP	72.20	69.71	50.02	68.81	67.78	37.78
	États-Unis	US-BIO	34.88	32.92	22.80	31.54	29.95	30.18
	Turquie	TK-FO	42.50	41.18	40.03	40.03	38.72	39.03

B Centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

Tableau 20. Étude de sensibilité à un taux d'actualisation de 10% p.a.

a. Coûts de l'électricité nucléaire (USmill du 1.7.1996/kWh)

Pays	Facteur de charge (%)	65	75				80
	Durée de vie (a)	30	25	30		40	30
	Augmentation des prix du combustible	Nat.	Nat.	0%	Nat.	Nat.	Nat.
Canada	CA-N1	54.94	49.85	48.56	48.56	47.24	45.97
	CA-N2	30.20	28.06	26.62	26.62	24.67	25.17
Corée	KR-N	55.79	50.85	49.51	49.51	48.30	46.97
Espagne	SP-N	73.04	67.21	65.44	65.44	63.83	62.37
États-Unis	US-N	53.21	48.86	47.44	47.44	46.13	45.10
Finlande	FI-N	64.32	58.96	57.38	57.38	55.93	54.57
France	FR-N	56.39	51.88	50.46	50.46	49.15	48.06
Japon	JP-N	90.60	83.33	81.36	81.36	79.56	77.62
Turquie	TK-N	59.92	54.67	53.16	53.16	51.78	50.42
Brésil	BR-N1	58.50	53.81	52.38	52.38	51.46	49.90
	BR-N2 ^B	53.28	48.87	47.52	47.52	46.66	45.18
Chine	CN-N1	44.49	41.07	39.99	39.99	39.01	38.17
	CN-N2	58.22	53.63	52.09	52.09	50.67	49.60
	CN-N3	51.64	47.18	45.72	45.72	44.37	43.32
Indie	IN-N	58.50	53.43	52.29	52.29	51.04	49.78
Roumanie	RO-N	55.11	50.18	48.95	48.95	47.83	46.46
Russie	RU-N	53.87	49.40	47.90	47.90	46.52	45.48

B Centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

Tableau 20. Étude de sensibilité à un taux d'actualisation de 10 % p.a.

b. Coûts de l'électricité charbon (USmill du 1.7.1996/kWh)

Pays	Facteur de charge (%)	65	75				80
	Durée de vie (a)	30	25	30		40	30
	Augmentation des prix du combustible	Nat.	Nat.	0%	Nat.	Nat.	Nat.
Belgique	BE-C	58.46	54.35	53.37	53.37	52.47	51.31
Canada	CA-C1	40.70	38.23	37.61	37.61	37.03	36.35
	CA-C2	46.72	44.41	43.03	43.03	41.45	41.53
Corée	KR-C	50.02	46.58	45.74	45.74	44.96	44.00
Danemark	DK-C	54.13	50.68	45.71	49.75	48.90	47.97
Espagne	SP-C	60.07	56.56	55.57	55.57	54.67	53.75
États-Unis	US-C1	39.05	36.19	35.92	35.38	34.63	33.90
	US-C2 ^B	40.57	37.43	36.96	36.52	35.68	34.88
Finlande	FI-C	43.18	40.28	39.67	39.67	39.11	38.25
France	FR-C	65.74	61.53	60.49	60.49	59.54	58.36
Hongrie	HN-C1	52.23	48.84	48.05	48.05	47.33	46.35
	HN-C2	50.59	47.37	46.45	46.45	45.62	44.78
Italie	IT-C	57.58	54.08	50.42	53.49	52.73	51.84
Japon	JP-C	85.78	79.31	76.27	77.64	76.14	74.35
Pays-Bas	NL-C1	61.96	58.23	55.35	57.28	56.48	55.38
	NL-C2 ^B	50.95	48.80	45.29	47.33	45.84	45.85
	NL-C3 ^B	68.11	63.73	60.70	62.55	61.54	60.30
Portugal	PT-C1	77.79	72.12	69.26	70.71	69.44	67.84
	PT-C2	74.62	69.17	66.44	67.83	66.62	65.08
Turquie	TK-C1	53.30	50.08	49.36	49.36	48.70	47.76
	TK-C2	75.75	71.80	70.73	70.73	69.74	68.69
Brésil	BR-C1	46.90	43.85	39.90	43.13	43.20	41.61
	BR-C2	64.69	61.77	53.72	61.40	61.80	60.08
Chine	CN-C	43.67	41.07	38.49	40.48	39.96	39.19
Inde	IN-C/F1	43.63	41.36	40.74	40.74	40.17	39.57
	IN-C/F2	47.73	45.46	44.84	44.84	44.27	43.67
Russie	RU-C	60.02	56.08	43.67	55.60	55.34	53.81

B Centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

Tableau 20. Étude de sensibilité à un taux d'actualisation de 10 % p.a.

c. Coûts de l'électricité gaz et autres (USmill du 1.7.1996/kWh)

	Pays	Facteur de charge (%)	65	75			80	
		Durée de vie (a)	30	25	30		40	30
		Augmentation des prix du combustible	Nat.	Nat.	0%	Nat.	Nat.	Nat.
GAZ	Belgique	BE-G	45.70	43.32	42.80	42.80	42.33	41.62
	Canada	CA-G	31.19	30.00	23.82	29.87	30.03	29.34
	Corée	KR-G	49.27	47.73	47.34	47.34	46.98	46.56
	Danemark	DK-G1	55.18	53.04	38.95	52.46	51.94	51.36
		DK-G2	61.17	58.84	42.87	58.28	57.77	57.11
	Espagne	SP-G	57.36	55.32	54.82	54.82	54.36	53.79
	États-Unis	US-G1	24.46	22.99	19.32	23.17	23.60	22.66
		US-G2 ^B	48.10	44.32	34.57	43.30	42.38	41.36
		US-FC ^B	49.21	45.50	40.98	44.97	44.75	43.26
	Finlande	FI-G	44.56	41.87	41.45	41.45	41.07	40.19
	France	FR-G	56.46	54.38	53.84	53.84	53.35	52.78
	Hongrie	HN-G	42.91	41.20	37.91	40.76	40.37	39.90
	Italie	IT-G	53.6	52.0	41.6	51.7	51.3	50.9
	Japon	JP-G	88.42	83.54	65.07	83.66	84.39	81.76
	Pays-Bas	NL-G1	51.1	49.1	43.0	48.7	48.3	47.7
		NL-G2 ^B	46.6	44.7	39.3	44.3	44.0	43.4
	Portugal	PT-G1	52.54	50.67	43.02	50.21	49.79	49.27
		PT-G2	50.92	49.24	41.54	48.85	48.49	48.02
	Turquie	TK-G	31.89	31.51	31.12	31.12	30.67	30.81
Brésil	BR-G1	35.19	32.81	32.85	33.13	32.73	32.29	
	BR-G2	37.75	35.03	35.09	35.37	34.87	34.41	
Russie	RU-G	41.21	38.98	30.25	38.89	38.99	37.96	
AUTRES	Danemark	DK-CHP	80.91	77.28	57.83	76.62	76.03	47.97
		DK-ST	137.96	128.51	126.10	126.10	123.90	121.30
	États-Unis	US-BIO	63.22	56.91	55.52	55.52	54.26	52.40
	Turquie	TK-O	42.50	41.18	40.03	40.03	38.72	39.03

B Centrales susceptibles d'être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

Figure 1. Taille moyenne des centrales (MWe)

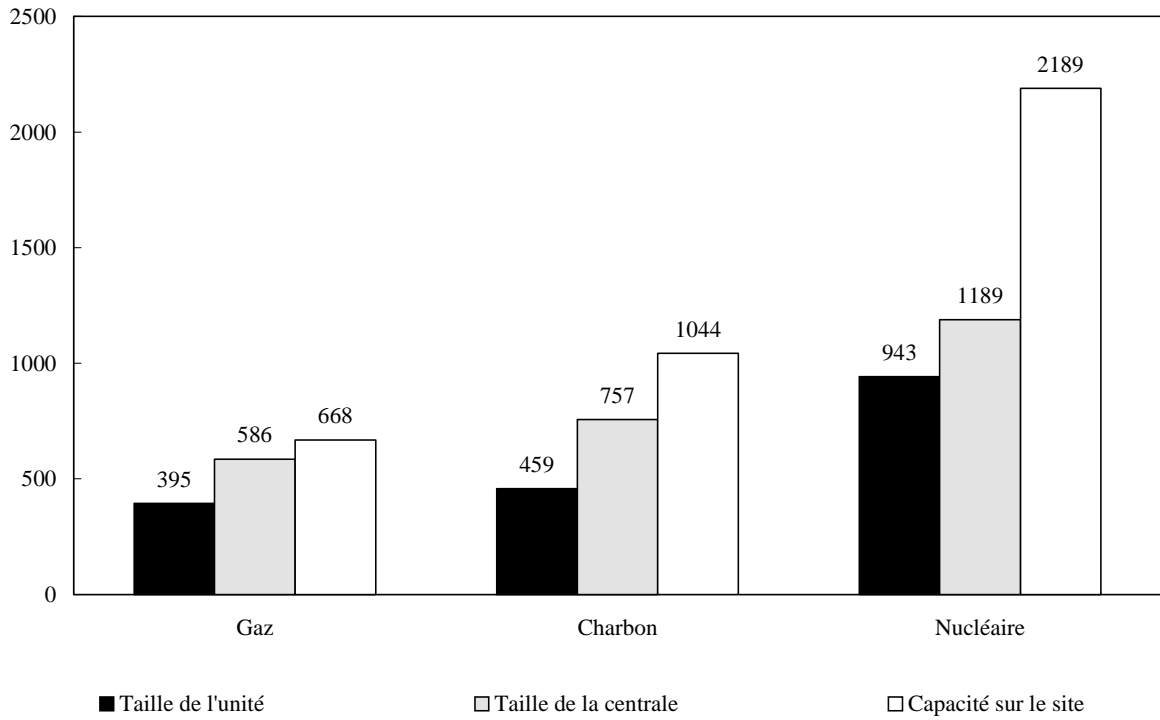


Figure 2. Coûts d'investissement des centrales nucléaires (dollars des États-Unis du 1.7.96/kWe)

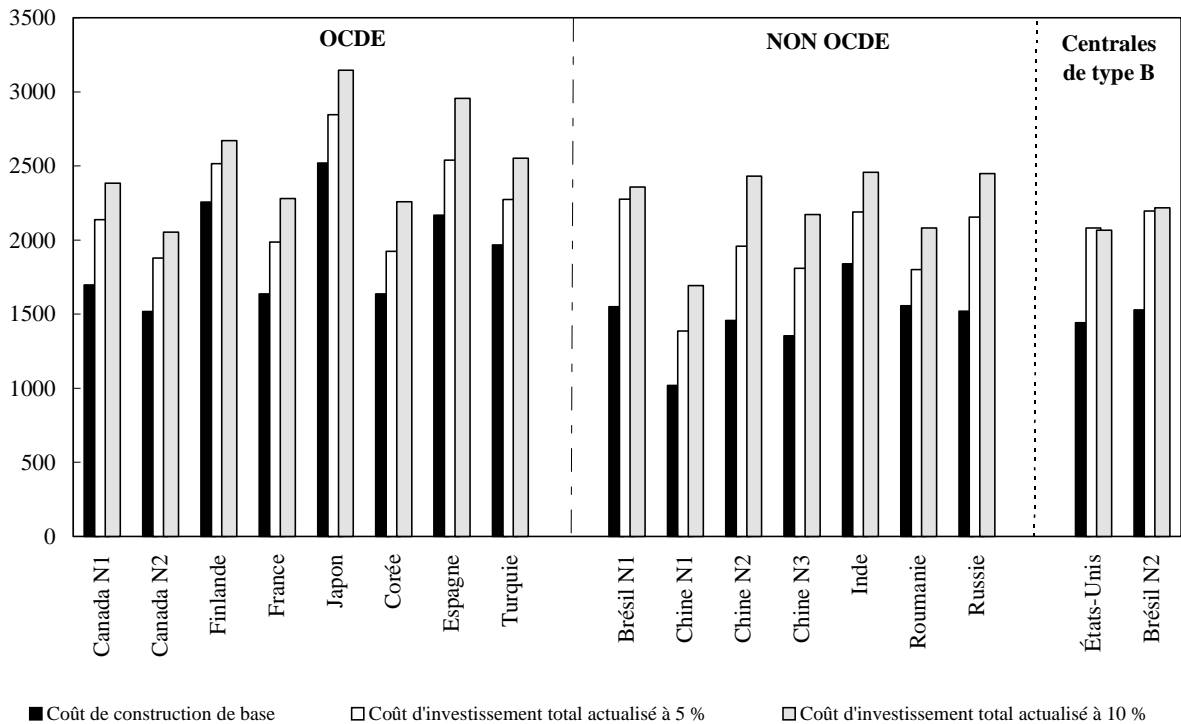


Figure 3. Coûts d'investissement des centrales au charbon
(dollars des États-Unis du 1.7.96/kWe)

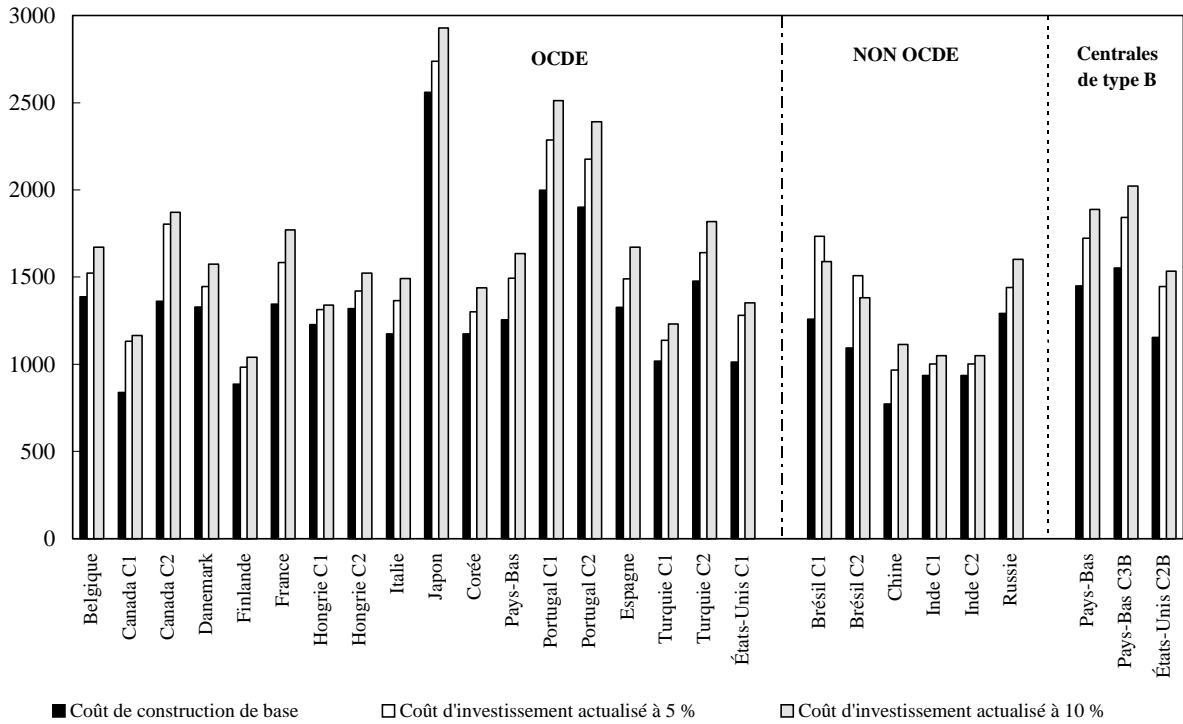


Figure 4. Coûts d'investissement des centrales au gaz
(dollars des États-Unis du 1.7.96/kWh)

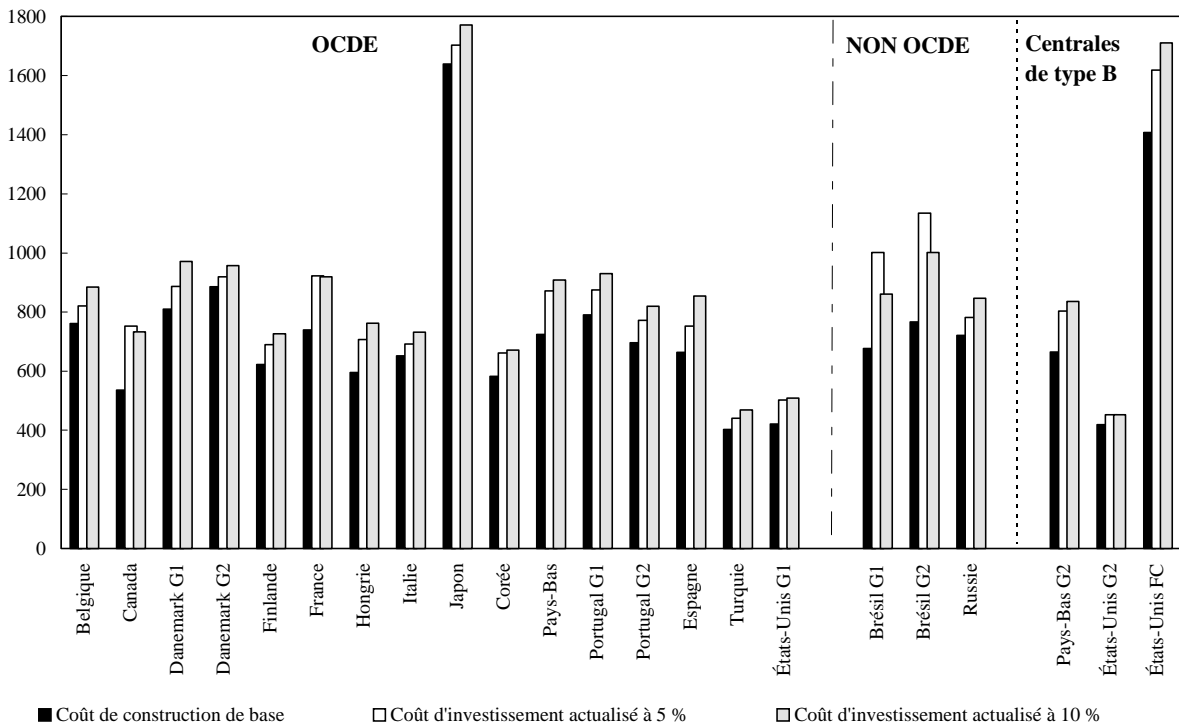


Figure 5. Coûts d'investissement des autres centrales
(dollars des États-Unis du 1.7.96/kWe)

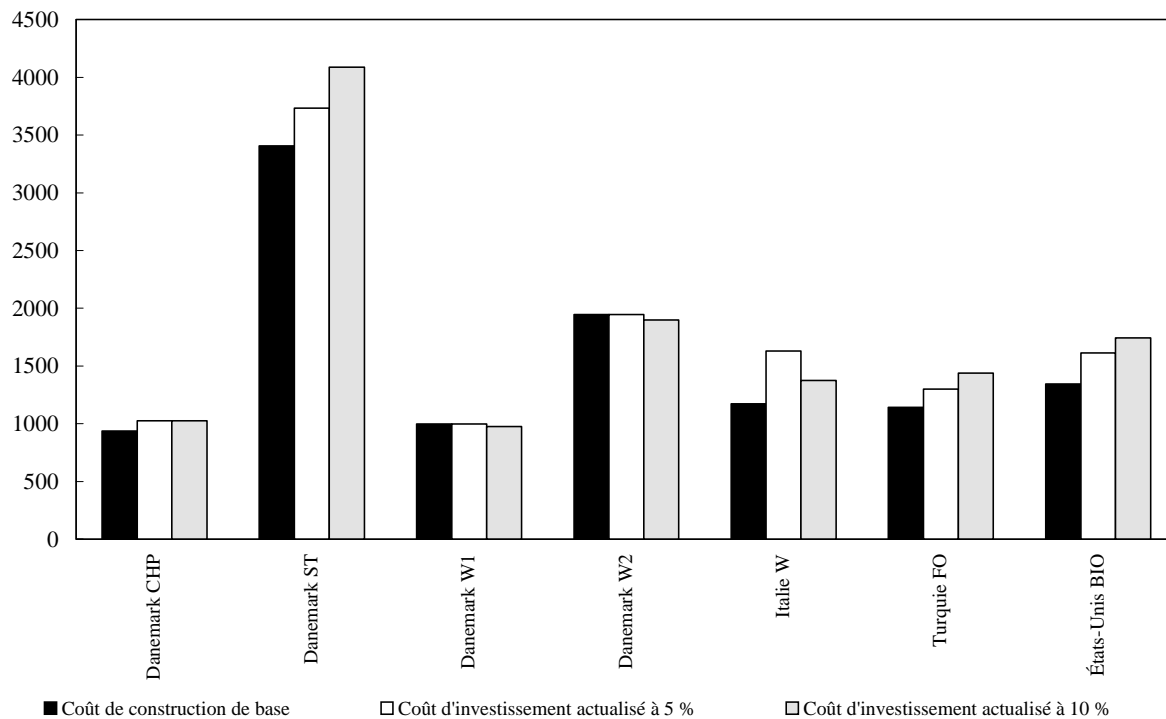


Figure 6. Prix prévisionnels du charbon et du gaz en 2005 (dollars des États-Unis/Gjoule)

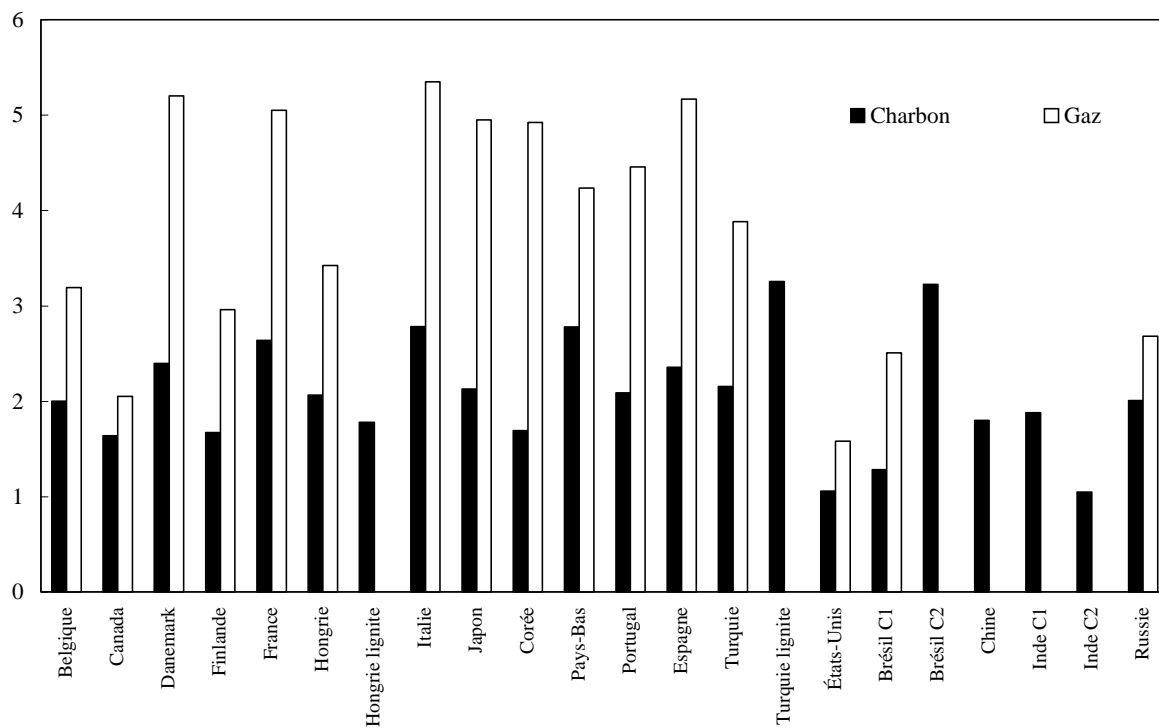


Figure 7. Rapports entre les prix du gaz et ceux du charbon en 2005

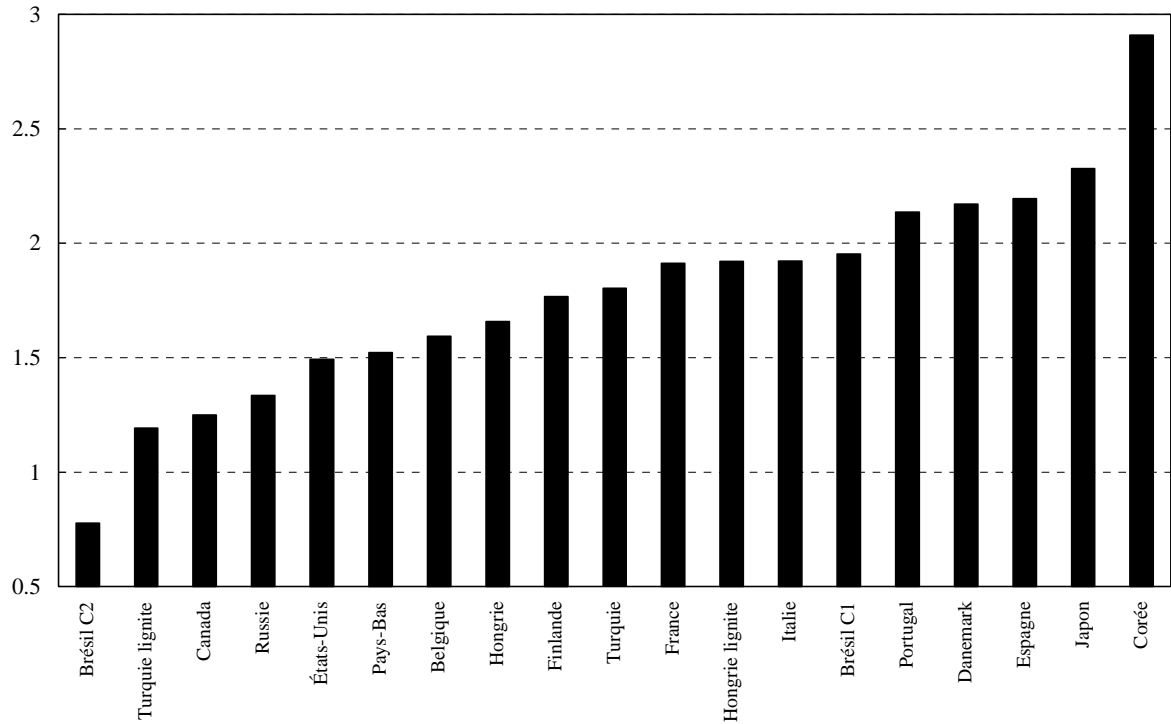


Figure 8a. Coûts de production actualisés à 5 % calculés à partir d'hypothèses génériques (dollars des États-Unis/kWh)

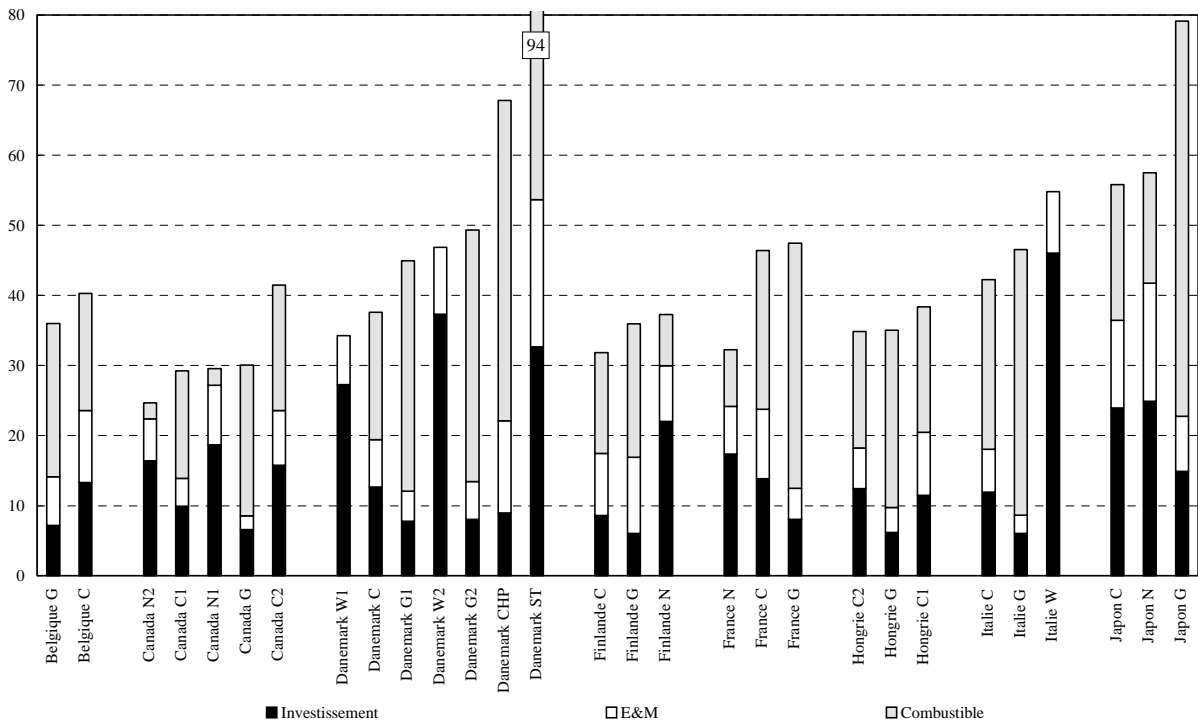
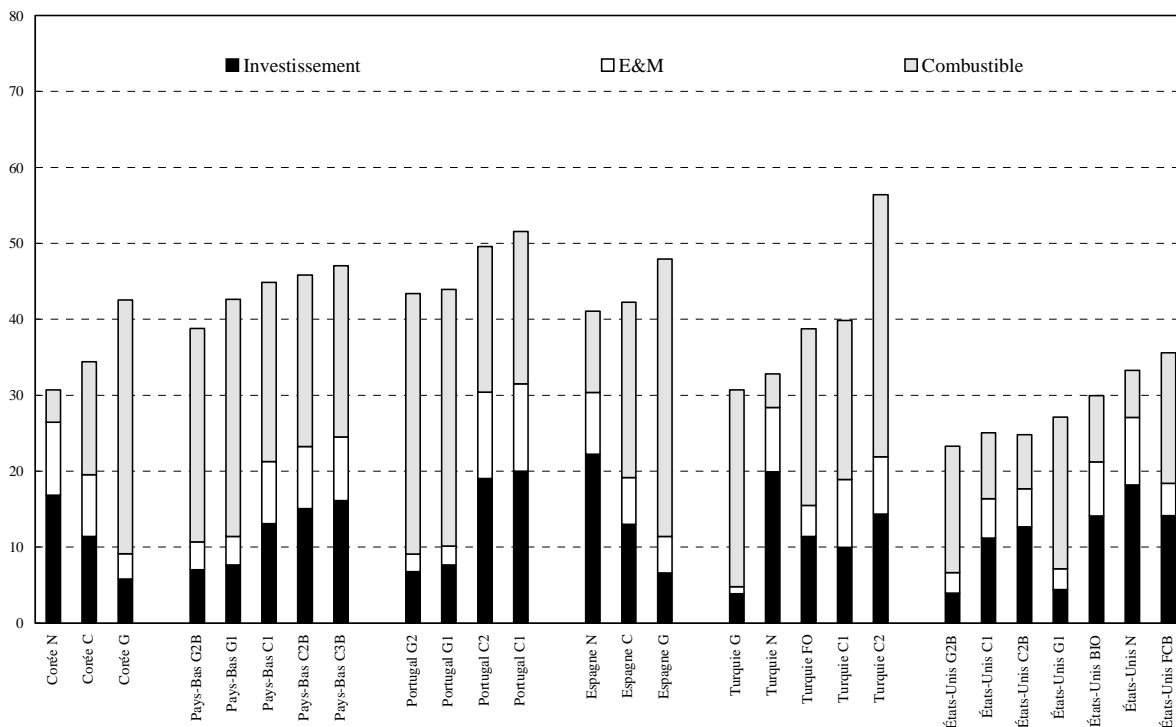


Figure 8b. Coûts de production actualisés à 5 % calculés à partir d'hypothèses génériques (dollars des États-Unis/kWh)



Note : Les résultats pour les États-Unis concernent la région centrale. Les calculs nationaux pour les régions Est et Ouest de ce pays figurent à l'annexe 2.

Figure 8c. Coûts de production actualisés à 5 % calculés à partir d'hypothèses génériques (dollars des États-Unis/kWh)

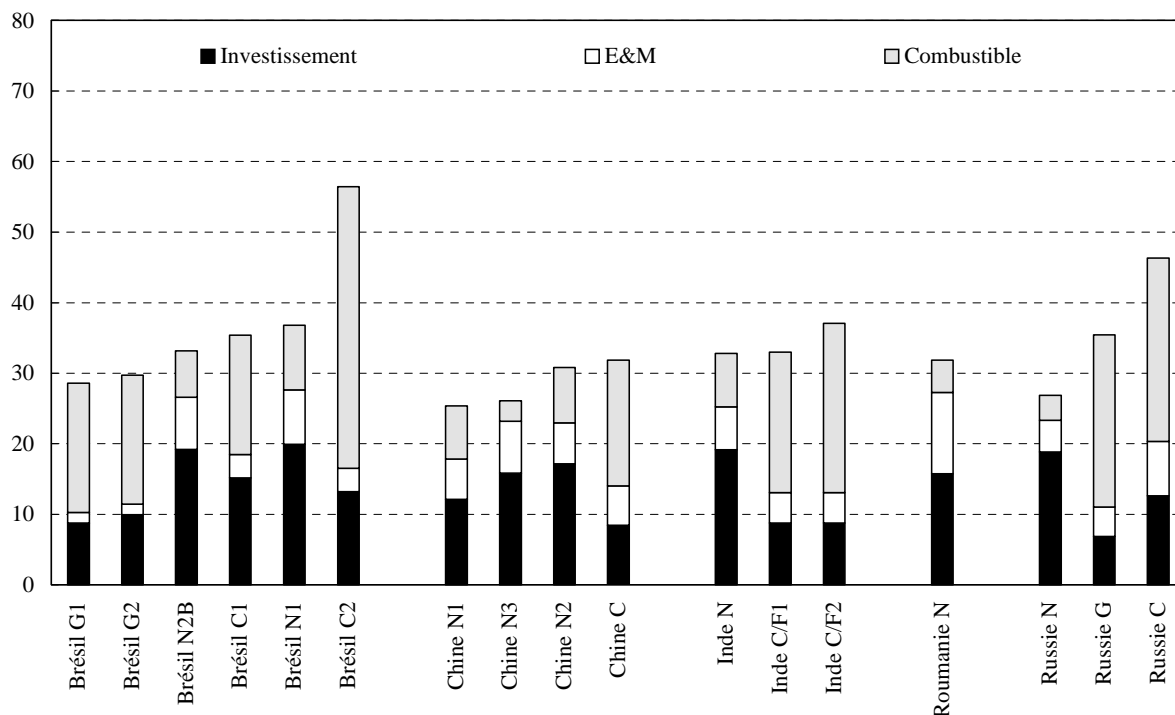


Figure 9a. Coûts de production actualisés à 10 % calculés à partir d'hypothèses génériques (Dollars des États-Unis/kWh)

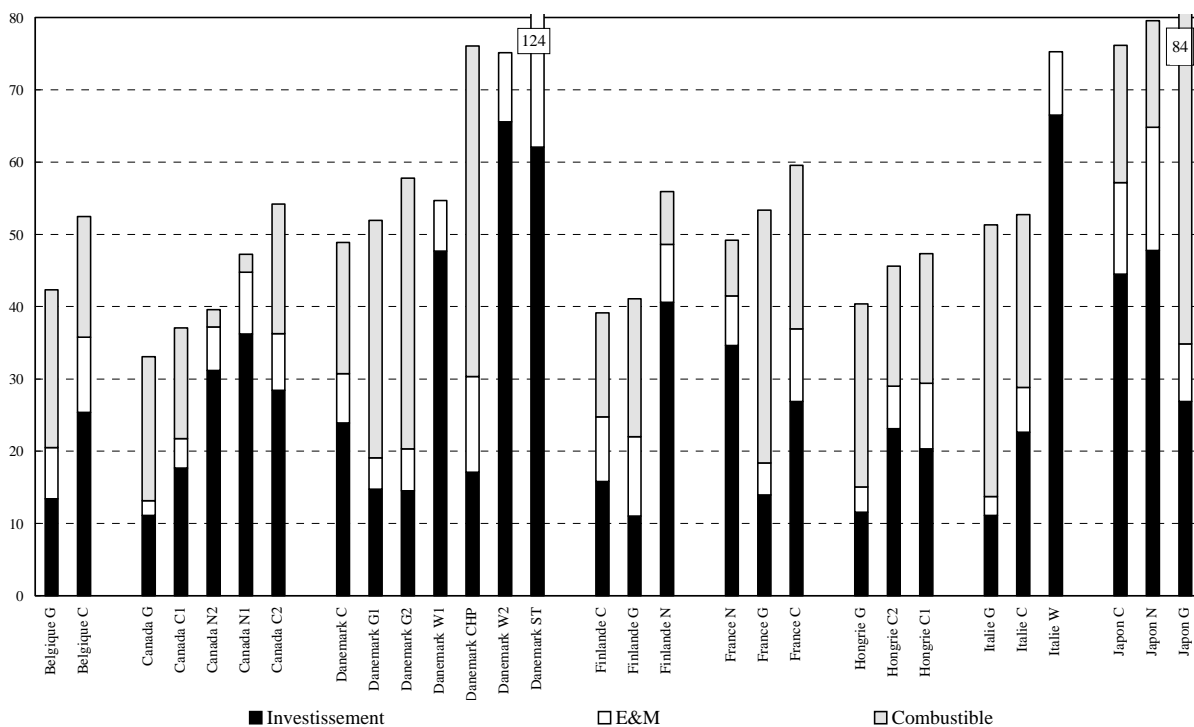
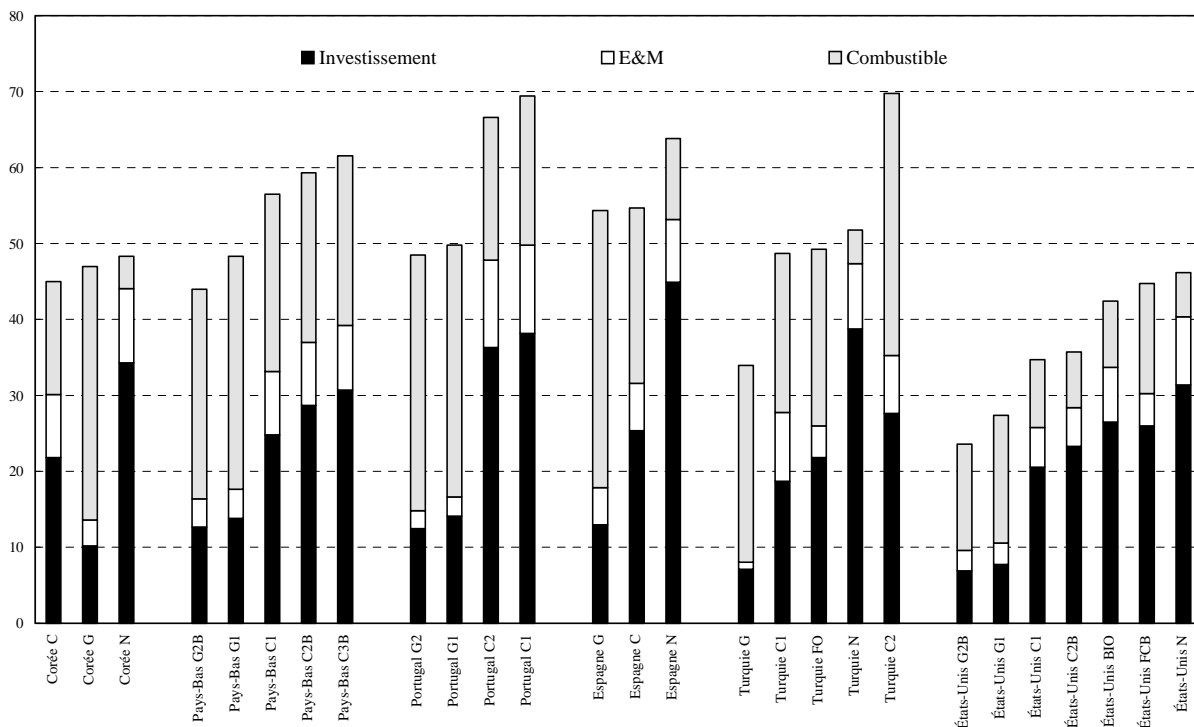


Figure 9b. Coûts de production actualisés à 10 % calculés à partir d'hypothèses génériques (dollars des États-Unis/kWh)



Note : Les résultats pour les États-Unis concernent la région centrale. Les calculs nationaux pour les régions Est et Ouest de ce pays figurent à l'annexe 2.

Figure 9c. Coûts de production actualisés à 10 % calculés à partir d'hypothèses génériques (dollars des États-Unis/kWh)

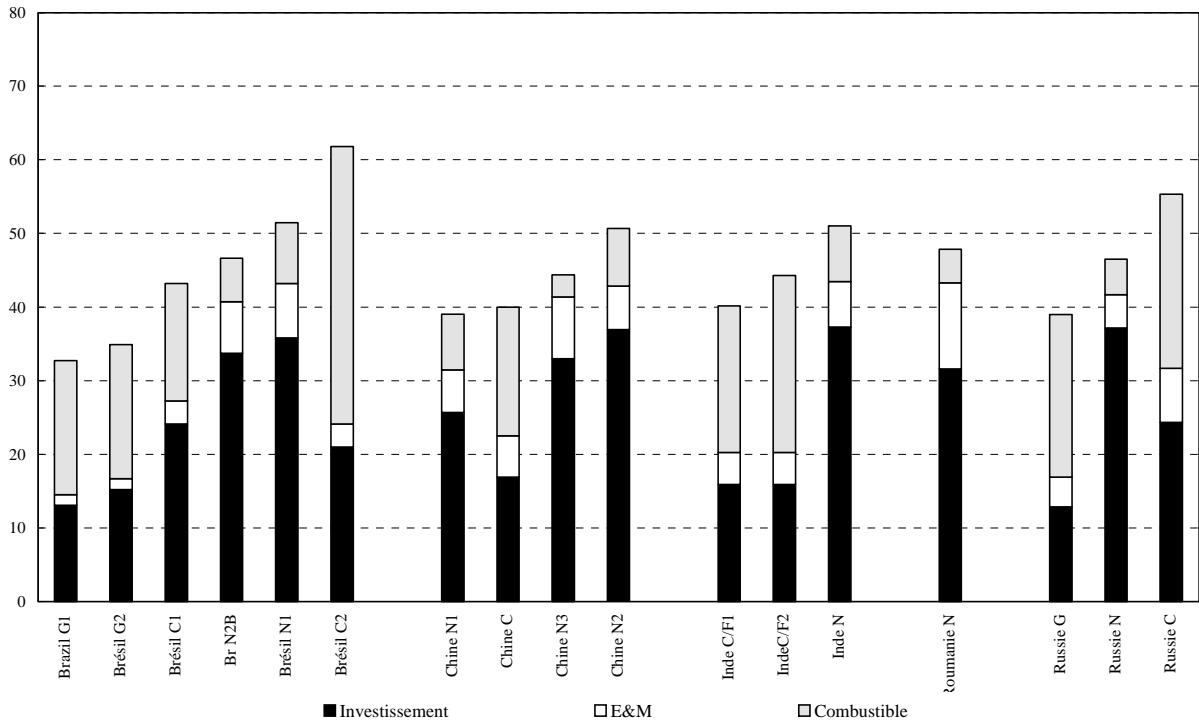


Figure 10. Ratios des coûts de production nucléaire/charbon (hypothèses génériques)

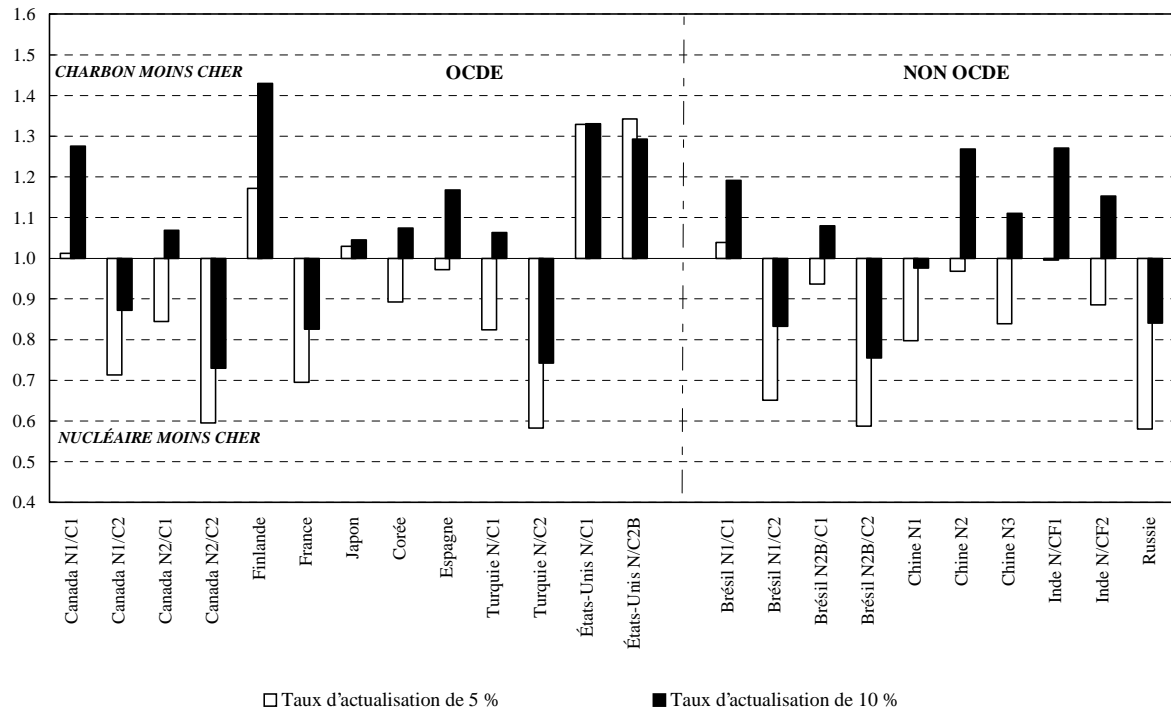


Figure 11. Ratios des coûts de production nucléaire/gaz (hypothèses génériques)

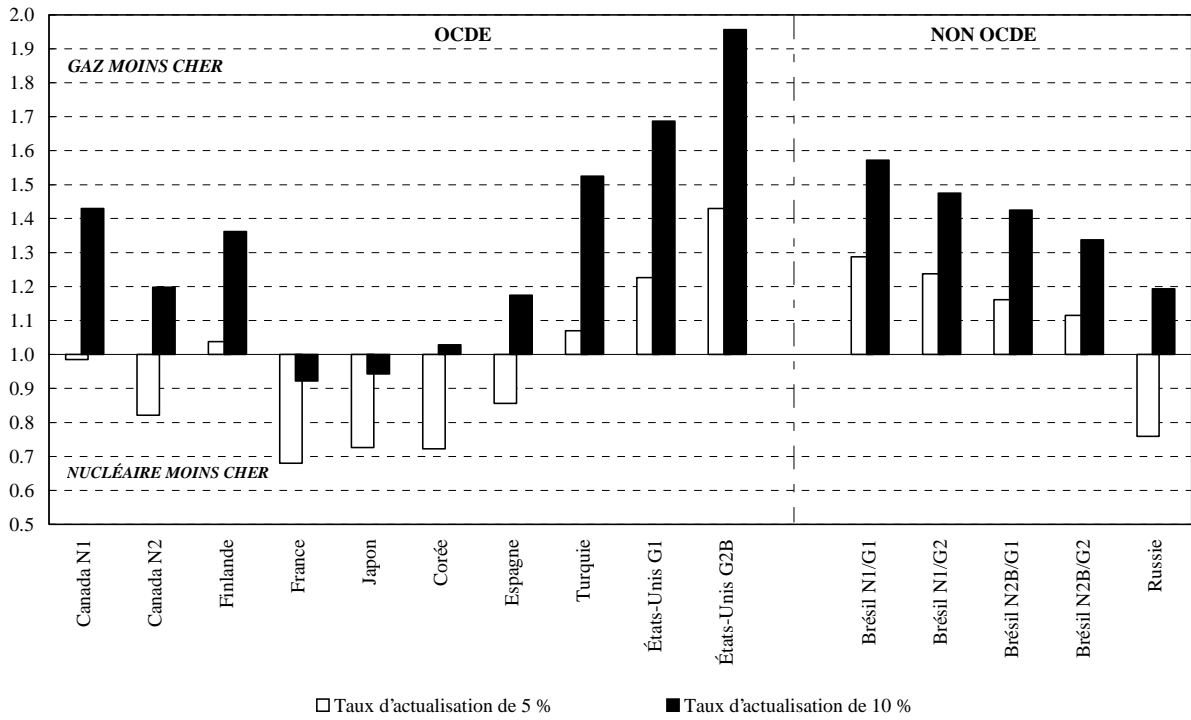


Figure 12. Ratios des coûts de production charbon/gaz (hypothèses génériques)

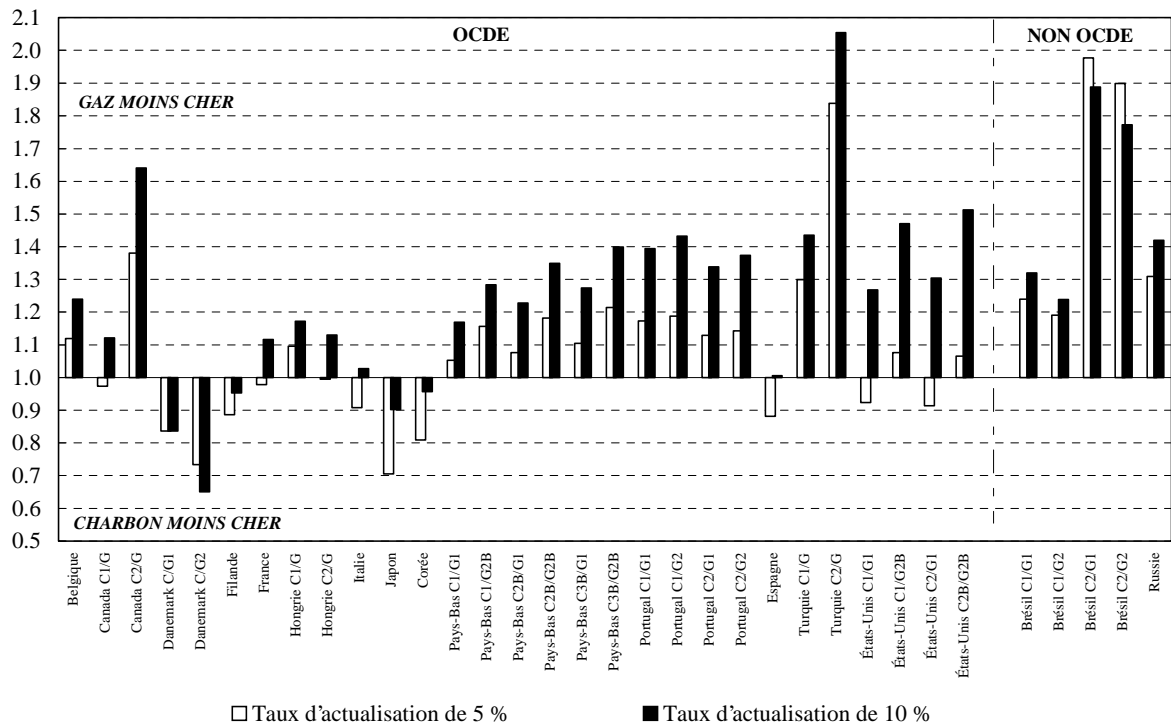


Figure 13. **Impact de l'hypothèse de prix constants des combustibles fossiles sur les ratios des coûts de production nucléaire/charbon et nucléaire/gaz (Taux d'actualisation de 5 %, durée de vie de 30 ans et facteur de charge de 75 %)**

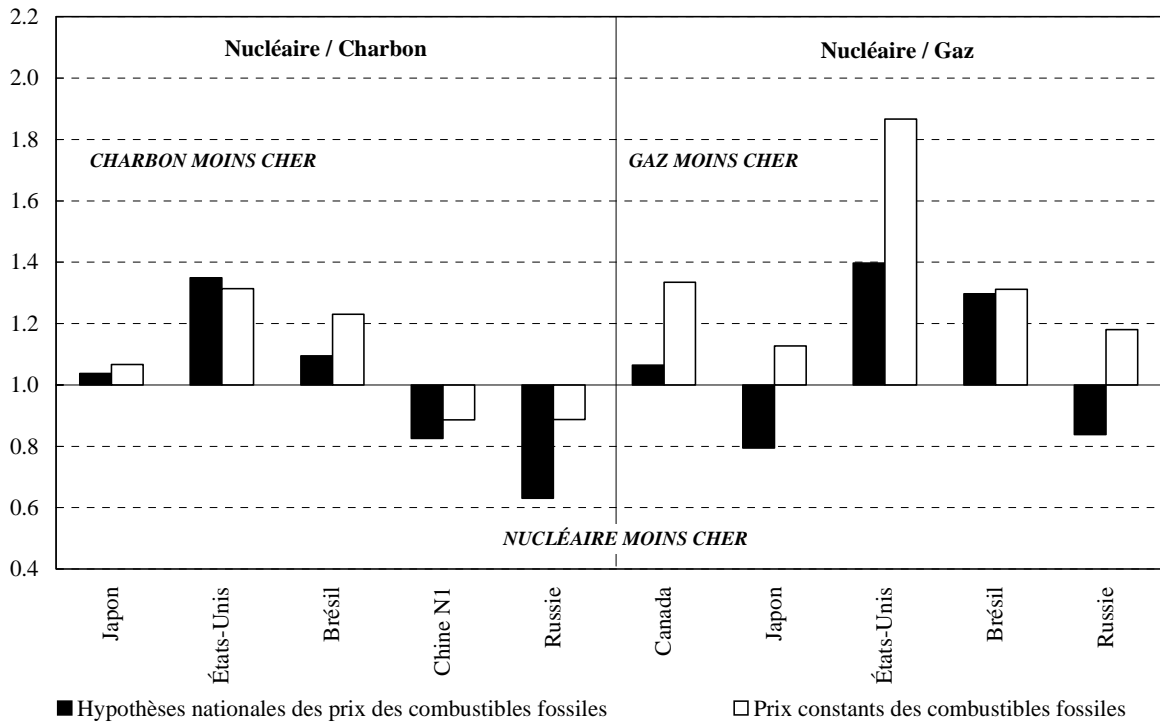


Figure 14. **Impact de l'hypothèse de prix constants des combustibles fossiles sur les ratios des coûts de production nucléaire/charbon et nucléaire/gaz (Taux d'actualisation de 10 %, durée de vie de 30 ans et facteur de charge de 75 %)**

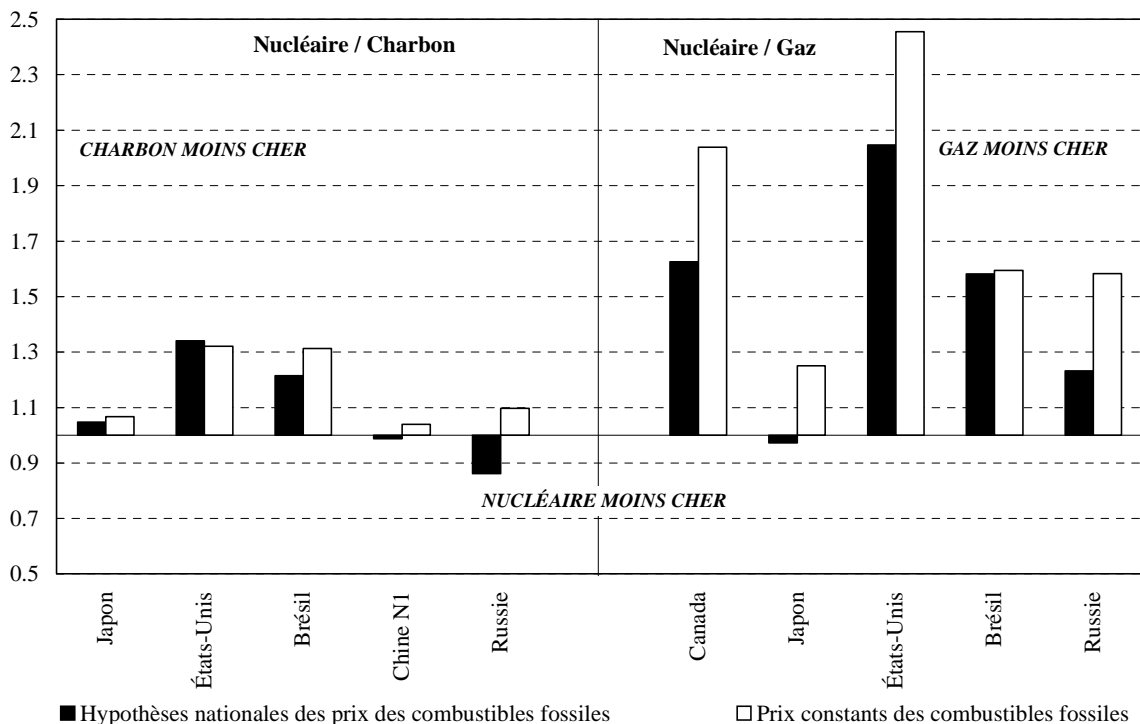


Figure 15. **Impact de l'hypothèse de prix constants des combustibles fossiles sur les ratios des coûts de production charbon/gaz**
(Taux d'actualisation de 5 %, durée de vie de 30 ans et facteur de charge de 75 %)

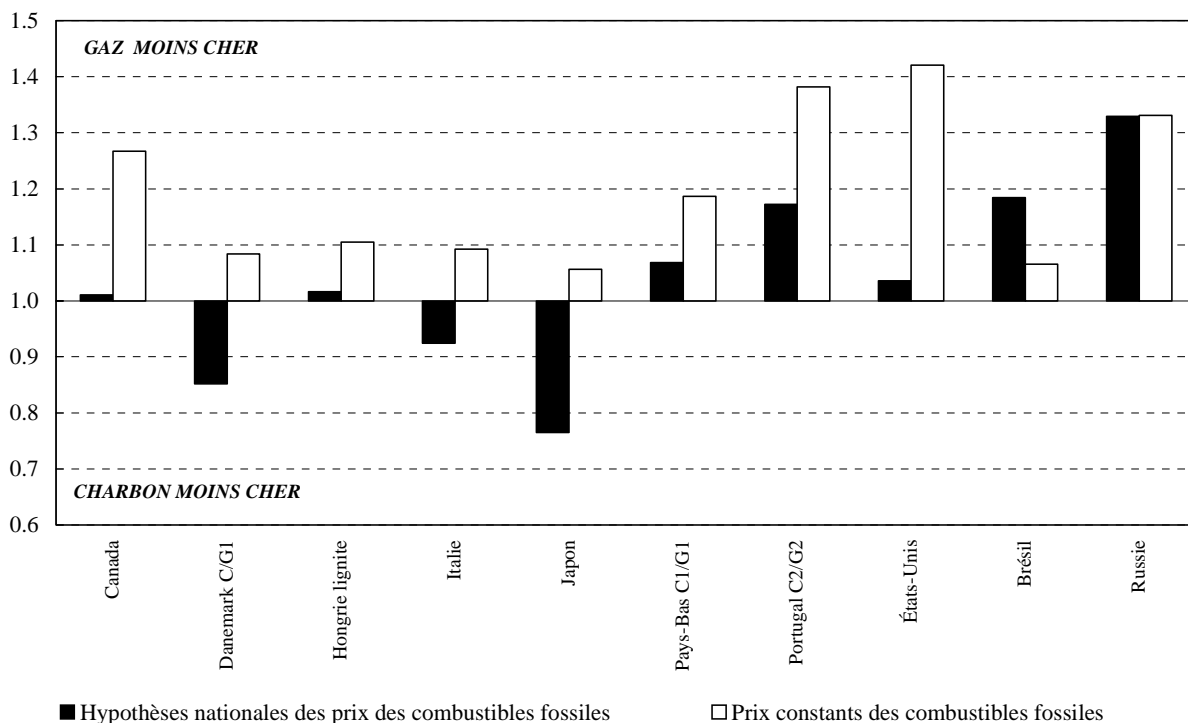


Figure 16. **Impact de l'hypothèse de prix constants des combustibles fossiles sur les ratios des coûts de production charbon/gaz**
(Taux d'actualisation de 10 %, durée de vie de 30 ans et facteur de charge de 75 %)

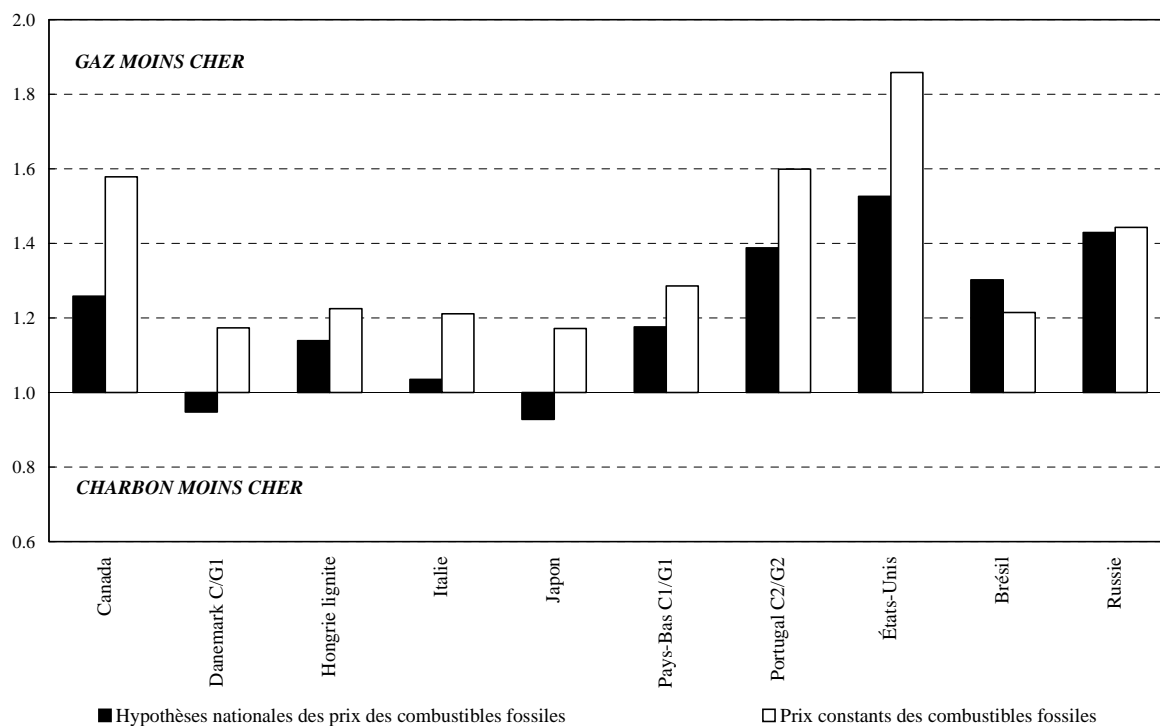


Figure 17. Durée des dépenses en fonction de la taille de la centrale

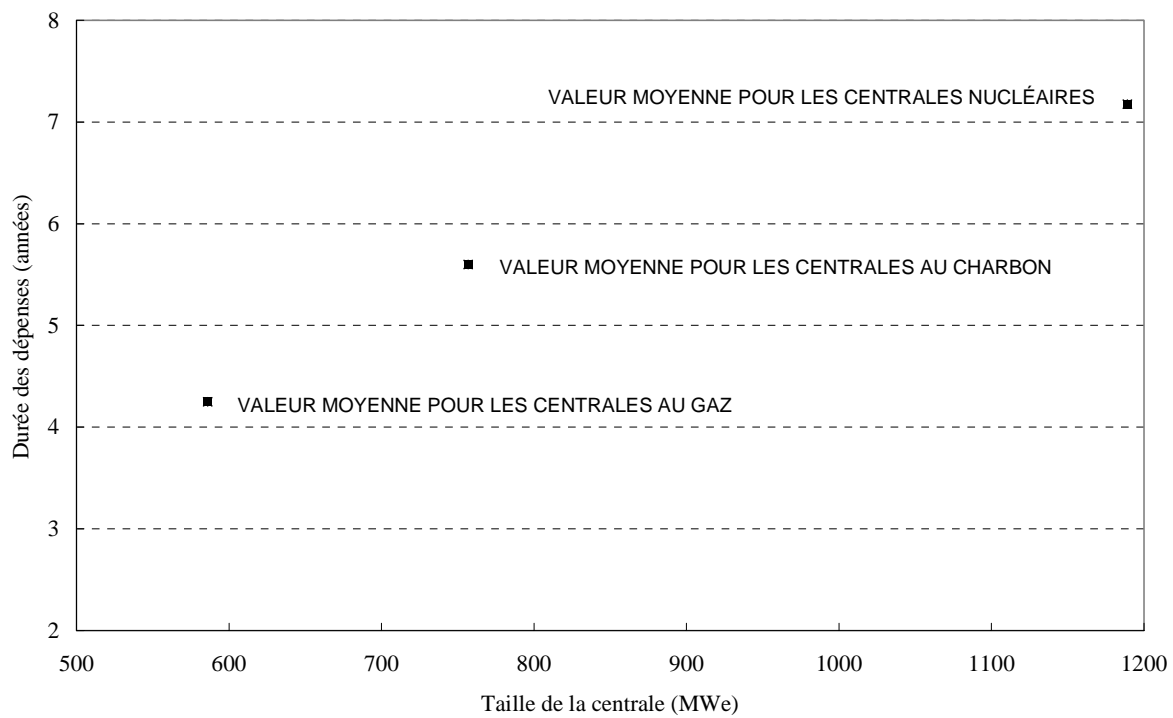
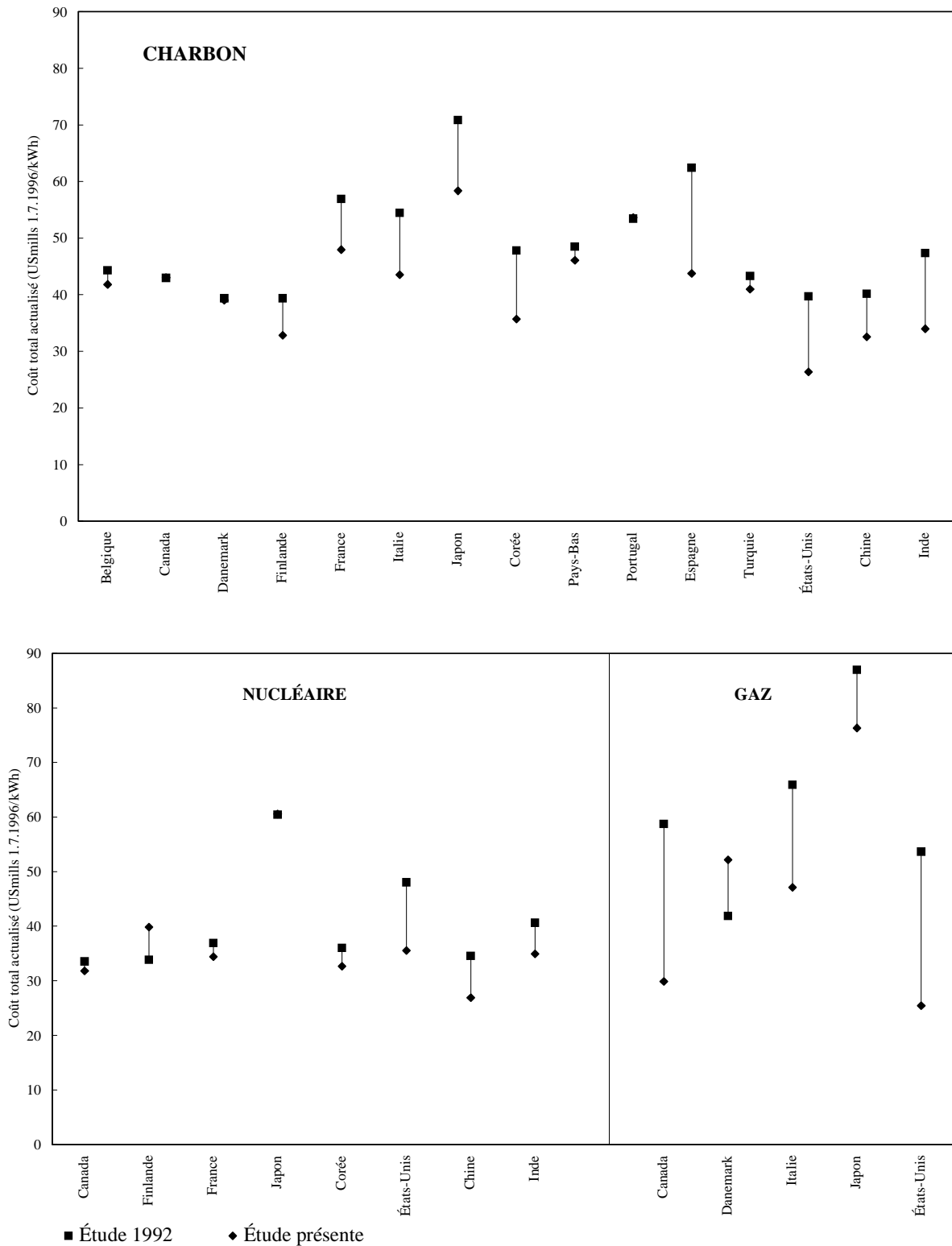


Figure 18. Évolution des coûts prévisionnels de la production d'électricité
Taux d'actualisation de 5 %, facteur de charge de 75 % et durée de vie de 30 ans



Annexe I

MEMBRES DU GROUPE D'EXPERTS

BELGIQUE

M. Gilbert CORNELISSEN
M. Lizi MEULEMAN

Electrabel
Ministère des Affaires Économiques

BRÉSIL

M. Yosimori UNE

Centrais Eletricas Brasileiras S.A.-ELETROBRAS

CANADA

Mme Sylvana GUINDON
M. Andy YU

Natural Resources Canada
Atomic Energy of Canada, Ltd.

CHINE

M. Xiangjun SHI

Institute chinois d'étude économique de l'industrie
nucléaire

M. Linkang YUE

Guangdong Nuclear Power Joint Venture Co. Ltd.

CORÉE (RÉP. DE)

M. Hee Yong LEE
M. Jae Hyung ROH

Korea Electric Power Corp.
Korea Electric Power Corp.

DANEMARK

M. Anders H. KRISTENSEN
Mme Anne H. SIMONSEN

Ministère de l'énergie, Office danois de l'énergie
Ministère de l'énergie, Office danois de l'énergie

ESPAGNE

M. Emilio MENENDEZ ELVIRA
M. Carlos RODRIGUEZ MONROY
M. Jose Luis SANCHEZ MIRO

Ministère de l'industrie et de l'énergie
Unidad Eletrica S.A. (UNESA)
Central Trillo 1

ÉTATS-UNIS

M. Robert T. EYNON
M. Randy C. HUDSON (*Président*)

Département de l'énergie
Technology Insights

FINLANDE

M. Petteri KUUVA

Ministère du commerce et de l'industrie

FRANCE

M. Jean-Marc DARTHENAY
M. Pascal MONIN
M. Jacques PLANTÉ
M. Marc VIELLE

Cogéma
Cogéma
Framatome
Commissariat à l'énergie atomique

HONGRIE

M. Jozsef HALASZ
Dr. Tibor TERSZTYANSZKY

Paks Nuclear Power Plant
Hungarian Energy Office

INDE

M. K.J. SEBASTIAN

Nuclear Power Corporation

ITALIE

Mr. Gerardo MONTANINO

ENEL

JAPON

M. Kazuya AOKI
M. Hiroo INOUE
M. Shuichi SAKAMOTO
M. Katsuya SATO
M. Masaichi TAKADA
M. Tomoho YAMADA

Agency of Natural Resources & Energy
Agency of Natural Resources & Energy
Tokyo Electric Power Co., London
Kansai Electric Power Co. Inc., Paris
Kansai Electric Power Co. Inc., Paris
Agency of Natural Resources & Energy

PAYS-BAS

M. H.J. COMPTE
M. G.C. VAN UITERT

Sep
Ministry of Economic Affairs

PORTUGAL

Mme Angela LOBO

Directorate General for Energy,
Ministry of Economy

ROUMANIE

M. Adrian RIZEA

Nuclear Projects, RENEL-CITON

ROYAUME-UNI

M. Ray DODDS
Dr. Garry M. STAUNTON

British Nuclear Fuels plc
Energy Technology Support Unit (ETSU)

FÉDÉRATION DE RUSSIE

M. Yuri F. CHERNILIN

Institute of Nuclear Reactors

TURQUIE

Mme Macide ALTAS
Mme. Sevil CELEBI
Mme Sebnem ERBAS
Mme Nese GENCYILMAZ

Ministry of Energy and Natural Resources
Turkish Electricity Generation Transmission Corp.
Turkish Electricity Generation Transmission Corp.
Turkish Electricity Generation Transmission Corp.

Organisations internationales

Agence internationale à l'énergie atomique

M. Chuanwen HU

Division de l'énergie nucléaire

Commission européenne

M. O. PANOPOULOS

DGXVII – Énergie

Agence internationale de l'énergie

M. John A. PAFFENBARGER (*Secrétaire*)

Diversification énergétique,
Marché de l'électricité

UNIPEDA

M. Louis CARUANA

Électricité de France

Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire

Mme Evelyne BERTEL (*Secrétaire*)

Division du développement nucléaire

EXPOSÉS DES PAYS SUR LES ESTIMATIONS DE COÛTS ET LES TECHNOLOGIES DE PRODUCTION

BELGIQUE

Production et échanges d'électricité

En 1995, la production d'électricité s'élevait à 73,4 TWh, soit une augmentation de 2,8 pour cent par rapport à 1994. Entre 1973 et 1990, le taux de croissance annuel était de 3,3 pour cent en moyenne. Il est tombé à 0,9 pour cent entre 1990 et 1995.

La situation de la Belgique, au centre du réseau électrique de l'Europe de l'Ouest, explique l'importance des échanges d'électricité – importations et exportations – dans l'activité de l'industrie électrique belge.

Au cours des 25 dernières années, la palette des combustibles utilisés pour la production électrique a fortement évolué. En 1973, la part du pétrole dans la production d'électricité représentait plus de 53 pour cent, le gaz importé des Pays-Bas venant au second rang avec 23,7 pour cent et le charbon national en troisième position (21,7 pour cent). La part du nucléaire était très faible, avec seulement 0,2 pour cent.

À la suite du premier choc pétrolier, on a privilégié le développement d'un programme nucléaire. En 1995, le nucléaire constituait la principale source d'électricité, avec 56,3 pour cent de la production, les combustibles solides, – principalement du charbon vapeur importé – arrivant en deuxième position avec 26,3 pour cent. Le fioul contribuait pour seulement 1,8 pour cent à la production électrique belge. La part du gaz naturel importé est passée de 7,7 pour cent en 1990 à 13,9 pour cent en 1995.

Organisation du secteur électrique

L'industrie électrique est directement réglementée par l'État. Il existe un dialogue permanent entre le gouvernement et le Comité de contrôle de l'électricité et du gaz. La tutelle gouvernementale vis-à-vis de ce secteur se situe au niveau fédéral ; elle est exercée par le ministère des Affaires économiques.

En 1995, environ 92 pour cent de l'électricité belge était produite par Electrabel, société contrôlée par Tractebel, qui est un grand conglomérat détenu en majorité par le groupe à capitaux mixtes public/privé Société Générale de Belgique et par le Groupe Bruxelles Lambert. Le reste était produit par le secteur public, à travers la Société Coopérative de production d'électricité (SPE) et par des autoproducteurs.

Dans leur zone de desserte, les municipalités exercent un monopole légal sur la distribution d'électricité aux clients dont la consommation ne dépasse pas 1 MWe, via des réseaux dont la tension est inférieure à 30 kV. Actuellement, le secteur mixte, dans lequel les municipalités s'associent à un entreprise privée (comme Electrabel), par l'intermédiaire de « sociétés intercommunales mixtes » pour organiser la gestion de la distribution et les investissements, assure 80 pour cent de l'ensemble de la distribution.

Plan d'équipement national pour la production et le transport d'énergie électrique

En novembre 1995, le Comité de gestion des entreprises d'électricité, composé de représentants du groupe privé Electrabel et du secteur public SPE, ont soumis au gouvernement un projet de nouveau plan décennal pour le secteur de l'électricité. Les grandes lignes de ce plan ont été approuvées par le gouvernement fédéral en janvier 1996.

La version finale du plan prévoit :

- La mise hors service de 24 tranches réparties sur 14 sites, représentant au total une puissance installée de 3 890 MWe et comprenant principalement des centrales au charbon de 125 MWe, ayant fonctionné plus de 200 000 heures.
- Une augmentation d'environ 350 MWe de la puissance installée sur les sites existants en remplaçant les générateurs de vapeur et les turbines et en améliorant le rendement de certaines chaudières au charbon.
- L'installation des 1 885 MWe déjà prévus dans le précédent Plan d'équipement décennal 1988-1998, à savoir la part belge de 725 MWe dans la centrale nucléaire française Chooz B et l'achèvement des deux centrales à cycle combiné de Herdersburg (460 MWe), à proximité de Bruges, et de Ringvaart (350 MWe), près de Gand, qui devraient entrer en service en 1997. Le site de Baudour a été retenu pour la troisième centrale à cycle combiné (350 MWe). Les trois centrales à cycle combiné mentionnées ont été construites en vue de fournir une production centralisée en base.
- La construction de nouvelles installations de 2 250 MWe (trois centrales à cycle combiné de 350 MWe et trois centrales à charbon de 400 MWe). Les technologies choisies sont, pour les centrales au gaz, les turbines à gaz à une seule ligne d'arbre et, pour les centrales au charbon, les systèmes ultra-supercritiques.
- Le développement d'une capacité de production décentralisée de 1 000 MWe, constituée principalement d'installations industrielles de cogénération et d'installations exploitant des sources d'énergie renouvelables.

Le plan ne prévoit pas la construction de nouvelles centrales nucléaires dans les dix prochaines années.

BRÉSIL

Introduction

En 1996, le PIB total du Brésil était de 779 milliards de R\$, soit 775 milliards de dollars des États-Unis (US\$), représentant un revenu annuel de 4 933 US\$ par habitant, pour une population totale de 157,08 millions de personnes. Le taux d'inflation est tombé de 40,28 pour cent en juin 1994 à 1,85 pour cent en août 1994 puis à 0,02 pour cent en septembre 1996. L'économie est stable depuis juillet 1994, d'où une accélération significative de la croissance de la consommation, notamment d'énergie électrique.

La restructuration et la déréglementation du secteur de l'électricité sont en cours. Étant donné la nouvelle conception du rôle des gouvernements, fédéral et provinciaux, la privatisation des entreprises d'électricité publiques a été entamée. Quatre d'entre elles sont déjà privatisées et la majorité devrait l'être d'ici la fin 1998.

Pour passer d'une production principalement hydroélectrique à la production thermique, le secteur électrique introduit graduellement des centrales thermiques dans les programmes de développement.

Comme le Brésil possède des réserves en uranium suffisantes pour exploiter un parc nucléaire de plusieurs tranches, le nucléaire apparaît comme le moyen de préparer le pays à la période consécutive à l'épuisement du potentiel hydroélectrique concurrentiel. Dans cette perspective, le gouvernement a décidé de poursuivre le programme nucléaire, et de reconsidérer les possibilités d'achever la tranche II de la centrale nucléaire d'Angra et de construire la tranche III.

Secteur industriel de la production électrique

Le secteur de l'électricité brésilien comprend quatre entreprises contrôlées par le gouvernement fédéral, vingt-cinq entreprises contrôlées par les États, une entreprise appartenant à une ville, une entreprise binationale (Itaipu Hydro), un petit nombre d'entreprises d'électricité privées ou détenues par des municipalités et un grand nombre d'autoproducteurs. Le Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) est l'autorité responsable de l'attribution des subventions et assure la réglementation et la supervision des activités du secteur de l'électricité, sous la tutelle du ministère des mines et de l'énergie (MME).

Centrais Elétricas Brasileiras S. A. (Eletrobras) est un holding public chargé de la planification, du financement et de la coordination de l'exécution du programme électrique national et du fonctionnement des réseaux électriques. Elle contrôle quatre filiales régionales, dont les zones de desserte franchissent les frontières nationales. Eletrobras détient 47,3 pour cent de la puissance installée totale et assure 44,2 pour cent de la production d'électricité totale.

Le réseau électrique est constitué de deux grands réseaux interconnectés, regroupant des entreprises de service public et environ 97 pour cent de la puissance installée totale du pays. Il existe aussi environ 300 réseaux isolés, de dimensions et de complexité diverses.

La réglementation a été remaniée et des mécanismes ont été mis en place pour attirer les investisseurs privés, parmi lesquels le vote d'une loi permettant à des producteurs d'électricité indépendants (IPP), de partager avec les entreprises d'électricité existantes l'achèvement de nombreuses centrales en construction et de bâtir de nouvelles centrales hydroélectriques et thermiques.

Dans le cadre du programme de restructuration du secteur de l'électricité, on a créé en 1993 le Réseau de transport électrique national (SINTREL) pour offrir à tous les agents du secteur énergétique un libre accès aux réseaux de transport et de distribution des entreprises d'électricité, en vue de garantir les conditions de transport de l'énergie en provenance de projets donnés, via le réseau fédéral, jusqu'aux centres de consommation.

Pour répartir les coûts et les bénéfices de l'utilisation des combustibles fossiles pour la production d'électricité, on a mis au point en 1973 une comptabilité de la consommation de combustibles fossiles. La charge afférente au combustible brûlé par chaque entreprise d'électricité appartenant au réseau interconnecté est répartie entre toutes les entreprises reliées au même réseau.

Au 31 décembre 1996, la puissance installée totale était de 57 232 MWe, dont 52 427 MWe (91,6 pour cent) pour les centrales hydroélectriques et 4 805 MWe (8,4 pour cent) pour les centrales thermiques, dont 657 MWe pour la centrale nucléaire. La production d'électricité s'élevait à 273 827 GWh, à raison de 95,7 pour cent pour les centrales hydroélectriques et 4,3 pour cent pour les autres centrales dont 0,9 pour cent pour la centrale nucléaire, 1,4 pour cent pour les centrales au charbon, 0,9 pour cent pour les groupes électrogènes Diesel et 1,1 pour cent pour les centrales au fioul.

Planification du système de production électrique

Le Plan national de développement de l'énergie électrique 1993/2015 (plan à l'horizon 2015), publié en 1994, constitue l'outil de base de planification à long terme du secteur électrique brésilien. Dans les prévisions du marché de l'électricité, on a adopté comme hypothèse une croissance des tarifs en termes réels aboutissant à l'horizon de l'étude à un tarif moyen pour le pays de 67 mills/kWh (prix de décembre 1991).

Dans le scénario le plus bas (scénario I) du Plan, la consommation annuelle passe de 227 TWh (besoins en électricité de 27 GW.an) en 1993, à 530 TWh en 2015, de sorte que si l'on ajoute les pertes totales entre la production et la consommation, les besoins totaux en énergie et la demande maximale atteignent les valeurs indiquées dans le tableau 1.

Tableau 1. **Marché de l'énergie électrique – projections en 2015**

Scénario	Consommation ⁽¹⁾ TWh	Besoins en capacité de production électrique	
		GWe.an	GWe
I	534,1	68,1	89,7
II	593,0	75,8	100,1
III	661,9	84,7	111,8
IV	743,3	95,1	125,6

1. Les pertes des producteurs privés ne sont pas prises en compte.

Ressources et coûts de l'énergie

Énergie hydraulique

Les ressources hydrauliques offrent les meilleures perspectives de développement au Brésil sur la période couverte par le Plan à l'horizon 2015. Stratégiquement, il est essentiel pour le secteur énergétique d'exploiter ce potentiel à moyen et long terme.

Charbon

Le charbon devrait jouer un rôle important dans le contexte économique et énergétique qui se dégage au Brésil au cours de la période 2005-2010, pendant laquelle un développement substantiel et compétitif de la production électrique à partir de charbon devrait intervenir. Les caractéristiques du charbon domestique, ainsi que les restrictions imposées par la réglementation environnementale, imposeront le choix d'une technologie adaptée utilisant des chaudières à lit fluidisé circulant, tandis que les coûts de transport limiteront probablement cette exploitation aux zones proches des gisements. Les incertitudes qui subsistent quant aux normes de protection de l'environnement applicables à la construction des centrales hydroélectriques, laissent supposer que le charbon domestique sera utilisé à moyen terme et le charbon importé à long terme.

Énergie nucléaire

Le Brésil dispose de réserves d'uranium suffisantes pour s'équiper d'un parc nucléaire. Dans le Plan à l'horizon 2015, l'énergie nucléaire est considérée comme un moyen de production thermique à long terme succédant à des programmes reposant sur le charbon, le gaz naturel, d'autres dérivés du pétrole et la biomasse.

À court terme, Electrobras s'efforcera de reprendre la construction de la centrale Angra II à un rythme normal. Comme pour Angra III, des mesures seront prises pour préserver les équipements déjà acquis, l'installation de ces tranches étant planifiée pour permettre un démarrage en 2005.

À un coût de référence de 60 à 70 mills/kWh (décembre 1991), l'électricité d'origine nucléaire ne sera pas compétitive avec celle des centrales hydroélectriques sur la période couverte par le Plan à l'horizon 2015. Cependant, le gouvernement souhaite ne pas écarter la possibilité, dans l'avenir, de recourir au nucléaire afin de préparer le Brésil à la période consécutive à l'épuisement des ressources hydroélectriques exploitables à un prix concurrentiel et dans le respect de l'environnement, moment où il sera nécessaire d'augmenter la production thermique.

Gaz naturel et produits pétroliers

Les réserves du Brésil en gaz naturel et en pétrole sont faibles et ne justifient pas des investissements lourds dans des centrales thermiques brûlant ces combustibles. Le remplacement du fioul par du gaz naturel dans certains usages permettrait d'utiliser du fioul pour la production thermique, en plus des résidus lourds (asphaltiques et visqueux) dans le cadre de programmes intégrés de gestion des ressources de pétrole et de l'électricité. Le diesel continuera d'être utilisé pour la production d'électricité dans les installations isolées de petite taille.

Bagasse et biomasse

Directement disponible, la bagasse a de grandes perspectives d'utilisation, notamment dans des projets de cogénération privés, en association avec des producteurs de sucre et d'alcool. Les autoproducteurs pourraient, à court terme, vendre leur excédent de production à des entreprises d'électricité à des prix compétitifs par rapport aux coûts marginaux d'extension du réseau.

Avec quelque 280 millions d'hectares de forêts tropicales, le Brésil possède environ 30 pour cent de l'ensemble du couvert végétal mondial. Les produits dérivés de la biomasse utilisables comme combustibles pour produire de l'électricité sont amplement disponibles au Brésil. Le tableau 2 présente les ressources en biomasse forestière la forêt du nord-est brésilien. Actuellement leur exploitation est limitée par les technologies et les coûts de l'énergie résultants. En fonction des résultats d'un programme de développement en cours, qui comprend la gazéification du bois de chauffage et la mise en œuvre de turbines à gaz à haut rendement, cette option peut apporter une contribution dans le bilan énergétique à moyen et long terme.

Tableau 2. Ressources potentielles en biomasse forestière du nord-est

Description	Surface
Surface totale	1 543 00 km ²
Surface dont le reboisement est recommandé	505 000 km ²
Potentiel correspondant à une utilisation annuelle de 5 % de la surface	20 000 MWe.an
Potentiel correspondant à l'utilisation annuelle de l'ensemble des surfaces exploitables (32.7 % de l'ensemble de la région)	61 000 MWe.an

Autres sources d'énergie

Comme source d'énergie alternative, on peut utiliser l'énergie éolienne dans de petits réseaux isolés, en association avec des centrales thermiques alimentées en produits pétroliers, ou encore au sein du réseau interconnecté. Dans ce cas, le stockage de l'énergie permet de réduire les coûts. On peut également envisager d'utiliser l'énergie solaire, notamment à l'aide de systèmes photovoltaïques, à court terme et dans de petits réseaux isolés, en fonction du stade de développement des techniques et des éventuelles baisses des coûts. En raison de difficultés technologiques, les autres sources telles que les schistes, l'hydrogène, l'énergie marémotrice, les résidus organiques, le méthane et le lignite n'offrent pas de grandes perspectives d'utilisation sur la période couverte, à l'exception de quelques usages et sites spécifiques, par exemple dans le cas des résidus organiques, qui peuvent constituer une solution écologiquement satisfaisante dans les grands centres urbains.

Dans certains cas, les échanges d'électricité entre pays voisins peuvent se révéler rentables, notamment lorsqu'ils permettent d'optimiser l'exploitation des systèmes de production, par exemple de réduire la consommation de pétrole et de limiter les risques de pénurie.

Coûts de production de l'électricité

Le tableau 3 présente les principales sources d'énergie, énergie hydraulique, charbon et nucléaire, utilisées pour la production d'électricité, ainsi que leurs coûts. Les autres sources figurent dans le tableau 4.

Tableau 3. Principales sources d'énergie employées pour produire de l'électricité

Source	Potentiel		Coût en mills/kwh ⁽¹⁾
	GWe.an	GWe	
Hydraulique ⁽²⁾	123.5	247.0	< 40 (33%) 40 à 70 (39%) >70 (28%)
Charbon ⁽³⁾	12.0	18.0	50 à 65
Nucléaire ⁽⁴⁾	15.0	25.0	60 à 70
Total	150.5	290.0	–

1. Ces coûts englobent les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et d'entretien et les coûts du combustible (en dollars des États-Unis constants de décembre 1991).
2. Comprenant 95 pour cent des ressources, pour lesquelles les coûts sont disponibles ; on estime que les deux tiers du potentiel hydroélectrique sont exploitables à un coût concurrentiel et dans le respect de l'environnement ; environ 25 pour cent correspondent à des centrales en exploitation ou en construction.
3. Comprenant les ressources exploitables dans les mises à ciel ouvert pour la production thermique uniquement.
4. Comprenant les réserves récupérables d'uranium national (120 tonnes d' U_3O_8), avec recyclage de l'uranium et du plutonium.

Tableau 4. Autres sources d'énergie utilisables pour la production d'électricité

Source	Coût mills/kWh ⁽¹⁾	Source	Coût mills/kWh ⁽¹⁾
Gaz naturel	40 à 50	Énergie éolienne	40 à 80
Produits pétroliers	50 à 60	Solaire thermique	100 à 200
Biomasse/bagasse	40 à 80	Solaire photovoltaïque	250 à 500
Résidus organiques	45 à 90	Schiste/hydrogène/tourbe/ lignite	n. d.
Énergie marémotrice	50 à 110	Échanges avec des pays voisins	n.d.

1. En dollars constants des États-Unis, décembre 1991.

Dans le cadre d'un programme public, plusieurs nouveaux projets d'installations éoliennes et photovoltaïques seront développés sur des sites où la production d'électricité est insuffisante.

La conception d'une centrale héliothermique innovante est achevée, et ce projet est maintenant dans la phase de recherche de financements.

Un projet de démonstration de 30 MW reposant sur la gazéification du bois de chauffage intégrée à un cycle combiné est à l'étude. La construction de l'installation doit commencer dans un proche avenir. La démonstration de son fonctionnement est prévue pour 1999 et l'exploitation commerciale pour 2001. Le coût de ce projet est estimé à 110 millions de dollars des États-Unis. Il est financé par la Global Environmental Facility (GEF). Les principaux paramètres techniques et économiques de ce projet sont présentés dans le tableau 5.

Tableau 5. Paramètres techniques et économiques du projet d'unité de démonstration de 30 MW utilisant de la biomasse

Description	Paramètres	Description	Paramètres
Puissance installée	40,1 MW	Chaudière de récupération	55 t/h
Puissance nette	31,9 MW	Température de vapeur	480°C
Rendement thermique	40.1 %	Pression de vapeur	64 bar
Facteur de charge	80 %	Turbine à gaz	24,3 MW
Production d'électricité	223 000 MWh/an	Turbine à vapeur	16,1 MW
Consommation de combustible	242 000 m ³ /an 1,08 m ³ /MWh	Coûts d'investissement	2 750 \$/kW
Surface forestière exploitée	96,8 10 ⁶ m ²	Coûts d'exploitation et d'entretien	5 mills/kWh
		Coûts de production	53 mills/kWh

Estimations de coûts fournies pour la présente étude

Avec le début de la privatisation du secteur énergétique, les budgets et les estimations de coûts relatifs aux centrales électriques font l'objet d'une réévaluation de manière à refléter les prix réels du marché. Le secteur nucléaire a également entrepris de revoir la conception et les coûts des nouvelles centrales. Les coûts fournis en réponse au questionnaire prennent en compte ces nouveaux concepts.

Une hausse réelle des prix du combustible de 3 pour cent par an a été prise comme hypothèse de base. Le Plan à l'horizon 2015 a servi à établir les projections sur la base des prix du charbon actuellement appliqués par les entreprises d'électricité. Les prix du gaz naturel ont été estimés sur la base de l'Accord entre le Brésil et la Bolivie sur le gazoduc, et les prix de l'uranium en fonction de l'évolution du marché mondial. Les coûts d'exploitation et d'entretien, ainsi que les coûts d'investissement, ont été calculés à partir des coûts de projets récents et de l'expérience passée.

Les intérêts durant la construction, ainsi que les coûts de production, ont été déterminés à l'aide de la méthodologie de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), présentée dans le N° 241 de la série de rapports techniques intitulé : A Guidebook for Expansion Planning for Electrical Generating Systems (1984).

Habituellement, les estimations de coûts se fondent sur un facteur de charge de 80 pour cent pour les centrales thermiques en base et sur un taux d'actualisation de 10 pour cent. Cependant, pour des analyses de sensibilité, des taux d'actualisation de 12 et de 15 pour cent sont utilisés. Dans le cas des études de développement du système électrique, on applique la méthode des coûts marginaux pour calculer les coûts de l'électricité produite dans un nouvel équipement.

CANADA

Par comparaison aux études antérieures, le Canada a fourni cette année un jeu de données plus réduit.

Pour l'étude de 1992, le Canada avait présenté des données sur les coûts dans quatre provinces différentes : l'Ontario, l'Alberta, la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick, ainsi que des données génériques relatives à la filière CANDU, provenant de la société L'énergie atomique du Canada, Limitée. Dans toutes les provinces, la situation du marché de l'électricité a considérablement évolué depuis la dernière étude. En raison de la déréglementation du marché nord-américain et de l'introduction de la concurrence et des privatisations en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick et dans l'Alberta, les entreprises d'électricité intéressées ont fait savoir qu'elles n'étaient pas en mesure de participer cette année à l'étude sur les coûts. Ontario Hydro, qui subit les mêmes pressions, n'a pu fournir qu'un petit jeu de données reposant sur ses études de coûts théoriques les plus récentes.

L'énergie atomique du Canada, Limitée (EACL) a présenté des coûts pour une centrale CANDU 6 comportant 2 tranches de 665 MWe et pour une centrale CANDU 9 comportant 2 tranches de 881 MWe. La technologie CANDU utilisée dans la centrale à 2 tranches de 665 MWe présentée dans cette étude est une version améliorée de celle des six centrales CANDU en exploitation ou en construction au Québec, au Nouveau-Brunswick, en Corée, en Argentine, en Roumanie et en Chine. Les deux tranches de 881 MWe se caractérisent par des réacteurs CANDU de plus grande taille et constituent une version perfectionnée des quatre tranches de 881 MWe en exploitation à Darlington, Ontario.

Ontario Hydro a fourni des éléments de coûts pour des centrales au gaz à cycle combiné, des centrales au charbon classiques et à lit fluidisé. Des données complémentaires, non fournies par Ontario Hydro, ont été réunies à partir de sources canadiennes diverses, y compris le Conseil national canadien du charbon.

Pour l'essentiel, deux méthodes ont été appliquées par les compagnies d'électricité pour les besoins de la planification : la méthode du coût annuel moyen et celle du coût moyen actualisé de l'énergie. Cette dernière méthode, adoptée par l'AEN, est également appliquée par l'EACL, les compagnies d'électricité canadiennes et le ministère des Ressources naturelles, pour comparer différents nouveaux modes de production utilisables pour satisfaire la demande future.

Dans son évaluation des nouvelles centrales nucléaires, l'EACL a adopté une série de principes et d'hypothèses économiques fondamentaux afin de s'assurer de la possibilité de les utiliser en base : un taux d'intérêt réel de 5 pour cent, une durée de vie des centrales de 40 ans et un facteur de charge de 85 pour cent. Des modèles détaillés sont utilisés par l'EACL pour définir toutes les composantes des coûts d'investissement, d'exploitation, de maintenance et de gestion, et du combustible. Ces modèles sont appliqués au calcul du coût unitaire actualisé de l'énergie pour l'ensemble du parc de centrales et pour chacune des nouvelles tranches que l'on se propose de construire, aussi bien sur des sites déjà exploités que sur de nouveaux sites. Les coûts des modifications des centrales sont calculés pour les 40 ans de la durée de vie des installations et apparaissent au poste des coûts d'investissement.

Les coûts d'investissement des tranches nucléaires englobent également le coût initial de l'eau lourde, de la première charge de combustible et les coûts de déclassement. Les coûts des parties

amont et aval du cycle du combustible (à l'exclusion du premier cœur) sont intégrés aux coûts du combustible, tandis que l'exploitation des systèmes de gestion des déchets apparaît dans les coûts d'exploitation et d'entretien.

Le combustible irradié est placé dans des bassins d'entreposage (remplis d'eau) ou dans des conteneurs de stockage à sec, sur les sites des réacteurs, pendant une période d'une dizaine d'années. Les coûts d'investissement et d'exploitation de ces bassins et conteneurs sont inclus dans les coûts annuels normaux de production et sont intégrés dans les tarifs de l'électricité appliqués aux consommateurs. En outre, une provision s'ajoute aux coûts de production (et aux tarifs de l'électricité) pour couvrir les coûts ultérieurs de transport, d'immobilisation et d'évacuation finale des déchets. Une provision analogue est prévue pour le déclassé de la centrale et ces coûts sont facturés au consommateur.

Le Canada ne possède pas de programme de retraitement du combustible irradié. Les canadiens ont mis au point des procédures d'enrobage et d'évacuation finale du combustible dans la roche cristalline du bouclier canadien. Ce concept d'évacuation est actuellement examiné par une commission chargée d'évaluer son incidence sur l'environnement. Cette commission a organisé des audiences publiques à ce sujet en 1996-97 et doit publier son rapport au début de l'année 1998.

Les prix du combustible ont diminué légèrement depuis la dernière étude. Les estimations relativement faibles du coût du combustible nucléaire pour les réacteurs CANDU s'expliquent en grande partie par le fait que les réacteurs canadiens CANDU utilisent de l'uranium naturel, qui ne nécessite pas d'enrichissement. Comme plusieurs autres pays participant à l'étude de l'OCDE, le Canada n'a donc pas à supporter les coûts supplémentaires que représente l'enrichissement de l'uranium. En outre, le prix de l'uranium devrait rester à son faible niveau actuel sur la durée de vie économique des centrales considérées dans cette étude.

Les délais de construction sont d'environ six ans pour un réacteur CANDU 6 et d'environ cinq ans pour un réacteur CANDU 9. Le délai de construction plus court pour le CANDU 9 résulte de sa conception améliorée permettant une technique de montage à ciel ouvert.

CHINE

Sur le continent chinois, la construction de la première centrale nucléaire, équipée d'un réacteur à eau sous pression de 300 MWe, a débuté à Qinshan, dans la province du Zhejiang, dans les années 1980. Depuis, un nombre grandissant de provinces côtières de l'Est et du Sud-est de la Chine envisagent d'introduire des réacteurs nucléaires dans leur parc de centrales. Le gouvernement central encourage également ces provinces à construire des centrales nucléaires par un soutien stratégique et par une participation au financement de la construction. Il est en effet très clair que dans ces régions, les ressources énergétiques ne pourront assurer la production d'électricité nécessaire à la croissance économique et au développement social, et que l'utilisation de combustibles fossiles dans la production électrique a déjà provoqué et continuera à entraîner une grave pollution de l'environnement dans la région.

Développement électronucléaire

Le cinquième plan quinquennal (1996-2000) prévoit la construction des quatre centrales nucléaires suivantes, équipées de 8 tranches :

1. la deuxième phase du projet de Qinshan (2 REP de 600 MWe) ;
2. la troisième phase du projet de Qinshan (2 réacteurs CANDU de 700 MWe) ;
3. la centrale de Lingao dans la province du Guangdong (2 réacteurs REP de 1 000 MWe) ; et
4. la centrale de Lianyungang dans la province du Jiangsu (2 réacteurs VVER de 1 000 MWe) au lieu du projet originalement prévu dans la province du Liaoning.

D'après le plan, ces quatre projets seront achevés aux environs de 2003. Cependant, seules les données relatives aux trois premiers projets sont fournies dans cette étude car le quatrième, portant sur la centrale de Lianyungang est encore en cours de négociation.

En 2010, il faudra à la Chine une puissance installée de 550 GWe, dont environ 20 GWe (approximativement 3,6 pour cent du total) devraient être assurés par des centrales nucléaires.

Cependant, outre la question de la sûreté des centrales nucléaires, le développement du secteur nucléaire en Chine dépendra de façon décisive de sa compétitivité économique face aux centrales au charbon.

Actuellement, le secteur nucléaire commence à peine à se développer en Chine. Les compétences industrielles nationales ne pourraient satisfaire la demande des compagnies d'électricité en réacteurs de grande puissance. Cependant, si l'on compare les investissements spécifiques (investissement par kWe), les centrales nucléaires importées sont normalement beaucoup plus coûteuses que les centrales au charbon. A titre d'exemple, les coûts d'investissement étaient d'environ 2 000 US \$/kWe (y compris les intérêts durant la construction) pour la centrale nucléaire à deux tranches de 900 MWe de Baya Bay, au moment où cette installation a été achevée, alors qu'à l'époque, les coûts d'investissement des centrales au charbon atteignaient environ 600 à 800 US \$ par kWe. Les estimations actuelles donnent des coûts de 800 à 1 000 US \$/kWe environ pour une nouvelle centrale au charbon à deux tranches de 300 à 600 MWe, équipée de systèmes de désulfuration qui entrerait en service autour de l'an 2000 environ. Par conséquent, les coûts de production des centrales nucléaires importées sont assurément supérieurs à ceux des centrales au charbon.

Parmi les quatre projets de centrale nucléaire mentionnés ci-dessus, seule la phase 2 de Qinshan sera principalement réalisée par les Chinois, avec une participation étrangère limitée de sorte que les coûts d'investissement par kWe seront inférieurs à ceux d'autres projets. Dans la perspective de promouvoir le développement du nucléaire, les autorités s'efforcent d'assurer l'autonomie du programme nucléaire au siècle prochain, ce qui finira par entraîner une réduction des coûts de construction et de production de l'électricité nucléaire. Mais à ce jour, les Chinois n'ont pas encore choisi le type de filière nucléaire qu'ils entendent privilégier dans l'étape suivante. Dans les années 1980, on avait choisi de développer et de construire principalement des centrales à eau sous pression avec des boucles de 300 MWe. Ce choix a été mis en œuvre dans les phases 1 et 2 du projet de Qinshan, et le sera au moins pendant les dix premières années du siècle à venir. Cependant, les réacteurs classiques de type à eau sous pression pourraient, dans un proche avenir, ne plus satisfaire les impératifs d'amélioration de la sûreté et des performances économiques. Certains pays mettent au

point ou construisent divers types de réacteurs évolutifs, innovants et révolutionnaires. Conformément aux choix techniques précédemment mentionnés, la Chine s'est efforcée pendant quelques années de développer un réacteur à eau sous pression à sûreté passive, l'AC600. En outre, d'autres types de centrales nucléaires sont aujourd'hui envisagés pour le 21ème siècle. Mais le choix n'a pas encore été arrêté. C'est pourquoi cette étude ne comporte pas d'informations concernant les centrales nucléaires pour la période 2005-2010.

Estimations de coûts

Dans le cadre de la présente étude, des estimations de coûts ont été fournies pour trois nouvelles centrales nucléaires et une centrale au charbon. Toutes ces centrales seraient construites dans la zone côtière de l'est et du sud-est de la Chine et seraient mise en service en 2005, date choisie comme référence par le groupe d'experts.

Les estimations de coûts pour les projets nucléaires sont basées sur leurs études de faisabilité. Elles ont été ajustées et exprimées en unité monétaire nationale du 1er juillet 1996 en tenant compte de l'inflation, des taux d'intérêt et des taux de change entre le yuan chinois et les monnaies étrangères au cours des années passées.

Pour la phase 2 du projet de Qinshan, l'estimation budgétaire des coûts d'investissement sera ajustée officiellement cette année afin de tenir compte de l'inflation et des taux d'intérêt élevés, ainsi que des modifications de taux de change entre les monnaies étrangères et le yuan au cours des années récentes. Dans le cas de ce projet, le groupe d'experts participant à l'étude a simplement réajusté les données relatives aux coûts de construction des deux tranches REP de 600 MWe présentées ici.

D'après les Règles de performances détaillées pour l'évaluation économique des projets de construction d'équipements électriques, publiées par les autorités compétentes, les coûts d'investissement des projets sont ventilés en trois catégories : les coûts de base (coûts d'investissement hors intérêts intercalaires), les coûts fixes et le coût de construction total.

Pour un projet de centrale nucléaire, les coûts d'investissement de base incluent normalement les composantes suivantes :

1. dépenses initiales englobant le coût du terrain et les coûts de préparation du site ;
2. achats d'équipements, transports et primes d'assurance ;
3. coûts de construction et de montage ;
4. coûts de conception et d'ingénierie et coûts des services ;
5. coûts de gestion du projet ;
6. coûts de démarrage ;
7. deux tiers (pour les réacteurs à eau sous pression) ou totalité (pour les réacteurs à eau lourde) du combustible du premier cœur ; et
8. provisions pour aléas.

En fait, les provisions pour aléas comptabilisées dans les coûts de base englobent la hausse réelle des prix pendant la période de construction, ce qui n'est pas toujours le cas dans d'autres pays.

Les coûts fixes du projet sont égaux à la somme des coûts de base et des provisions pour aléas relatives à la hausse des prix.

Les coûts de construction totaux se composent des coûts fixes, des intérêts pendant la construction et d'autres charges financières

Les coûts de base des projets de Qinshan 3 et de Lingao ont été ajustés à la date du 1.7.1996, aux valeurs de 1 465 et 1 534 US\$/kW respectivement. Ils diffèrent de celles publiées dans les rapports des études de faisabilité les concernant. Pour Qinshan 3, le coût initial de l'eau lourde n'avait pas été inclus dans les coûts de base mais avait été traité comme une composante des coûts d'exploitation et d'entretien, et devait être amorti sur les 15 premières années de la période d'exploitation.

Les coûts d'exploitation et d'entretien englobent ce que l'on appelle le fonds de révision générale (calculé sous forme de pourcentage des actifs du projet), qui couvre les coûts de rénovation. Pour les centrales nucléaires importées, le fonds de révision générale représente 1 pour cent des actifs immobilisés ; pour des tranches telles que la phase 2 de Qinshan, il représente 1,5 pour cent de ces actifs.

Les coûts de déclassement ont été estimés à 10-15 pour cent des actifs immobilisés, en fonction de la taille de la centrale. Dans cette étude, on a adopté une valeur de 10 pour cent.

Les coûts de la partie amont du cycle du combustible des réacteurs à eau sous pression ont augmenté moins vite que l'inflation au cours des dernières années, de sorte que la hausse des coûts de la partie amont du cycle du combustible nucléaire a été considérée comme nulle.

Les coûts de la partie aval du cycle du combustible nucléaire incluent les coûts de transport du combustible irradié et les coûts du retraitement et du conditionnement des déchets. Ils ont été estimés à 800 US\$/kg d'U. Sur la base de l'expérience d'autres pays, la hausse des coûts a été supposée nulle pour les réacteurs à eau sous pression.

Pour les besoins de la présente étude, il a été supposé que les centrales à charbon pulvérisé surpercritiques, comportant 2 tranches de 600 MWe et équipées de systèmes de désulfuration seraient construites dans les mêmes régions que les futures centrales nucléaires.

Pour les projets de centrale au charbon, le fonds de révision générale, figurant dans l'estimation des coûts d'exploitation et d'entretien représente, conformément aux règles applicables, 2,5 pour cent des actifs immobilisés des projets.

Il est très difficile actuellement prévoir l'évolution des prix du charbon dans les deux ou trois décennies à venir. Entre 1995 et 1996, le prix du charbon brut provenant de la mine de charbon de Datong, dans le nord de la Chine, est passé sur le port de Shanghai de 230 à 290 yuan/tonne, soit une hausse des prix en monnaie constante d'environ 1,4 pour cent par an. Il est à noter également que les prix de marché du charbon sont différents dans les zones côtières de la Chine telles que les provinces de Zhejiang, Fujian et Quandong. Cependant, la majorité de l'approvisionnement en charbon des centrales détenues par l'État est assurée par le charbon destiné à la production d'électricité dont les prix sont inférieurs à ceux du marché international.

DANEMARK

En vertu d'une décision parlementaire datant de 1985, le Danemark a renoncé au nucléaire. La production d'électricité est assurée principalement (pour approximativement 75 pour cent) par des centrales au charbon équipées de turbines à vapeur. La plupart des turbines à vapeur équipant les centrales sont des turbines à prélèvement, une proportion variable de la chaleur étant utilisée pour le chauffage urbain.

L'électricité produite par l'énergie éolienne représente environ 3 pour cent de la consommation nationale. Le gaz naturel et la biomasse sont utilisés comme combustibles pour produire de l'électricité depuis une dizaine d'années et leur contribution est en augmentation. En 1996, elle représentait environ 20 pour cent de la production destinée aux usages domestiques.

Le gaz naturel est une ressource nationale provenant de la partie danoise de la Mer du Nord. Il est principalement utilisé dans des centrales de cogénération de faible puissance, utilisées pour le chauffage urbain, et dans des centrales de production combinée de chaleur et d'électricité à usage industriel. En 1986 et en 1990, le parlement a approuvé des programmes extensifs de production combinée de chaleur et d'électricité. Aujourd'hui une capacité totale de 1 400 MW, brûlant du gaz naturel, de la biomasse et des déchets, est mise en service ou approuvée. Le secteur danois de l'électricité et de la chaleur devra utiliser au moins 19,5 PJ de biomasse en l'an 2000.

Une centrale thermique au gaz de 396 MWe, équipée d'une turbine à vapeur, a été mise en service en 1997 et une centrale au charbon de 385 MWe, comportant une turbine à vapeur à cycle supercritique et présentant un rendement électrique de 47 pour cent, sera démarrée en 1998. La mise en service en 2003 d'une centrale au gaz naturel de 400 MWe, équipée d'une turbine à vapeur, a été approuvée.

Le Danemark s'est fixé comme objectif national une réduction de 20 pour cent d'ici 2005 des émissions de CO₂, par rapport au niveau de 1988. Le programme énergétique le plus récent du gouvernement, « Energy 21 », prévoit qu'aucune nouvelle centrale (en dehors de celles dont la construction a déjà été approuvée) n'utilisera le charbon. D'après ce programme, le charbon sera complètement éliminé de la production d'électricité d'ici 2028. Les nouvelles installations utiliseront le gaz naturel ou la biomasse comme combustibles.

Le Danemark possède un excédent de capacité par rapport à la demande nationale d'électricité. Cependant, il est prévu de construire de nouvelles installations pour d'autres raisons notamment pour couvrir une partie plus importante des besoins en chaleur par cogénération. La construction de nouvelles centrales permettra une meilleure protection de l'environnement grâce au remplacement du charbon par du gaz naturel, de la biomasse, et d'autres énergies renouvelables comme l'énergie éolienne.

Taxes et subventions

Au Danemark, la production d'électricité est une activité à but non lucratif et non imposable. Pour encourager, dans le domaine du chauffage urbain, le passage de la production de chaleur simple à la production combinée de chaleur et d'électricité, l'électricité produite dans des centrales de

cogénération de petite taille utilisant du gaz naturel ou des énergies renouvelables est subventionnée. Cette subvention est destinée à soutenir les options énergétiques qui ne rejettent pas de dioxyde de carbone ou, toute au moins, en quantité moindre que d'autres, car il n'existe pas au Danemark de taxe sur le CO₂ appliquée aux combustibles utilisés pour la production d'électricité. Elle constitue un moyen de « favoriser » les combustibles dont les émissions de CO₂ sont faibles ou nulles, en l'absence de taxe. En outre, une subvention supplémentaire est allouée à la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, y compris l'énergie éolienne.

Il existe une taxe sur le carbone qui est perçue sur la consommation d'électricité et s'élève à 17 US\$/tonne de CO₂.

Situation du marché

Le secteur énergétique danois est réglementé par la loi sur la fourniture d'électricité. En juin 1996, le parlement danois a voté une loi autorisant l'accès des tiers au réseau. Cette loi est entrée en vigueur le 1er janvier 1998 après avoir été approuvée par la Commission des Communautés européennes. Cette loi assure entre autres la protection des consommateurs de chaleur au cas, improbable, où l'électricité produite dans des centrales de cogénération ne pourrait pas être vendue à un prix permettant d'en couvrir le coût.

Estimations des coûts de production

Les estimations des coûts de production reposent sur les données du catalogue technologique de l'Agence danoise de l'énergie, publié en décembre 1995, dans le cadre de la préparation du plan d'action gouvernemental dans le domaine de l'énergie, « Energy 21 ». Les données contenues dans ce catalogue ont été fournies par des experts appartenant aux entreprises d'électricité, et confirmées ou, si nécessaire, mises à jour au printemps 1997 pour les besoins de cette étude.

Toutes les estimations de coûts pour les centrales à cycle vapeur se fondent sur des données relatives à des types de centrales déjà construites ou approuvées. Il s'agit chaque fois de centrales de cogénération, mais les estimations des coûts de production sont identiques, que la production de chaleur existe ou non.

Les estimations de coûts pour un parc d'éoliennes offshore de 100 x 1,5 MWe sont tirées de deux projets de démonstration à petite échelle et d'un rapport provisoire du Comité sur les éoliennes offshore, auquel participent A.O, l'Agence danoise de l'énergie, et les entreprises d'électricité. Les estimations données pour les éoliennes offshore sont des valeurs maximales étant donné que les progrès de la technologie permettront de réaliser des économies. Dans les installations offshore, les éléments les plus coûteux sont les fondations et la construction des tours, dont la durée de vie prévue est de 40 ans. Après 20 ans, il est nécessaire de remplacer les pales des rotors et les aéromoteurs.

Pour les deux types de parc d'éoliennes, les coûts de l'énergie de secours n'ont pas été pris en compte. Tant que l'énergie éolienne ne contribue que marginalement au système de production, une énergie de secours spécifique n'est pas nécessaire. À plus long terme, la combinaison de l'énergie éolienne et de turbines à gaz facilement modulables en production semble être avantageuse par son coût modeste et sa flexibilité.

Pour l'ensemble des technologies, le Danemark a également fourni des calculs de coûts reposant sur des hypothèses non génériques. Pour la centrale utilisant de la paille comme combustible, le

moteur à gaz et les éoliennes terrestres, on a tablé sur une durée de vie de 20 ans et sur un facteur de charge de base inférieur à 75 pour cent. Les estimations de coûts correspondant au prolongement de la durée de vie de 20 à 40 ans (hypothèse générique) n'ont pas été réalisées, dans la mesure où les coûts d'une nouvelle technologie (de remplacement) susceptible d'être disponible dans 20 ans sont entachés d'une très grande incertitude.

Pour les centrales à cycle vapeur, une durée de vie économique de 30 ans et un facteur de charge de 75 pour cent sont les hypothèses non génériques adoptées. L'expérience danoise fait apparaître que lorsque l'âge d'une centrale au charbon atteint 25-30 ans, il est rarement justifié d'un point de vue économique de prolonger sa durée de vie bien que la compagnie d'électricité puisse le souhaiter pour d'autres raisons. Par exemple, une nouvelle centrale brûlant le même combustible ou implantée sur un nouveau site risque de ne pas être approuvée, ou il est possible que les autorités compétentes n'exigent pas la mise en place de mesures de protection de l'environnement pour une vieille centrale ayant une durée de vie résiduelle limitée, tandis qu'elles les imposeront à toute nouvelle installation. C'est pourquoi, les considérations socio-économiques incitent à considérer un remplacement total, plutôt qu'une simple rénovation, après une durée d'exploitation de 30 ans environ.

ESPAGNE

Production d'électricité en 1996

En 1996, l'ensemble du secteur électrique a été marqué par une croissance modérée de 2,9 pour cent de la demande d'électricité, par rapport au niveau de 1995.

Au cours de l'année 1996, les entreprises appartenant à l'UNESA¹ ont mis en service deux centrales hydroélectriques, deux centrales au charbon et la centrale de Puertollano à gazéification du charbon intégrée à un cycle combiné qui appartient à ELCOGAS. En outre, la puissance de plusieurs centrales hydroélectriques et de plusieurs centrales nucléaires a été augmentée. La puissance nucléaire installée totale s'est accrue de 81 MWe, répartis comme suit : 5 MWe sur le site de Vandellós II, 36 MWe pour Asco II et 40 MWe pour Almaraz I.

Le tableau 1 présente la puissance installée détenue par les entreprises membres de l'UNESA ainsi que la production électrique en 1996. La contribution des autoproducteurs s'est développée rapidement au cours des dernières années. Par comparaison avec 1995, la production d'électricité d'origine hydraulique a augmenté de 70,5 pour cent, la production d'électricité nucléaire de 1,6 pour cent et la production électrique à partir de combustibles fossiles a diminué de 11,6 pour cent.

Pour l'année 1996, le bilan des échanges internationaux fait apparaître des importations d'électricité équivalant à 1 064 millions de kWh, soit une diminution de 76,3 pour cent par rapport à l'année précédente.

1. L'UNESA est l'association regroupant les plus grandes entreprises d'électricité espagnoles.

Tableau 1. **Puissance installée des centrales et production d'électricité de l'UNESA en 1996**

Source	Puissance installée (GWe)	Production (TWh)
Hydraulique	16,547	37,694
Thermique classique	21,345	62,640
Nucléaire	7,498	56,329
TOTAL	45,390	156,663

Le nouveau modèle pour l'industrie électrique

Le 11 décembre 1995, le ministère de l'industrie et de l'énergie et les compagnies d'électricité Iberdrola, ENDESA, Unión Eléctrica-Fenosa, Compania Sevillana de Electricidad et FECSA, ainsi que l'UNESA, ont signé un « *Protocole pour l'établissement d'une nouvelle réglementation du système électrique national* », dont l'objectif final est de parvenir à une production électrique de bonne qualité, au coût le plus bas possible. Ce protocole vise à accroître la compétitivité de l'industrie espagnole, à faciliter l'entrée de l'Espagne dans l'Union monétaire européenne et à remplir les engagements pris en relation avec les accords de Maastricht et les dispositions des directives européennes.

Le protocole établit « *les principes qui doivent régir le fonctionnement du système électrique national* », à travers la libéralisation du marché et l'introduction d'une concurrence accrue. Il définit les termes, les mesures, les clauses de sauvegarde nécessaires durant la période d'adaptation au nouveau cadre et la rétribution des activités réalisées à l'intérieur du système de monopole naturel.

On peut relever deux aspects essentiels dans le préambule de ce document :

- premièrement, les entreprises signataires de ce protocole s'engagent à réaliser des efforts pour atteindre l'objectif final. En d'autres termes, la réduction du prix du kWh sera obtenue par une diminution des revenus des entreprises ; et
- deuxièmement, les parties signataires reconnaissent que la Loi d'organisation du système électrique national (LOSEN), loi N° 40/94 du 30 décembre, comme la Directive européenne concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, approuvée le 19 décembre 1996, constituent les piliers sur lesquels le nouveau modèle de secteur électrique doit être bâti.

Pour atteindre l'objectif final, à savoir la baisse du prix du kWh tout en maintenant la bonne qualité du service fourni, deux « instruments » de base ont fait l'objet d'un accord : d'une part, l'ouverture de la production à la concurrence et, d'autre part, la libéralisation progressive de la distribution. Il est convenu qu'en 2001, le fonctionnement du nouveau modèle sera entièrement réexaminé et que des modifications seront proposées à la lumière de l'expérience acquise.

Le nouveau système électrique reposera sur les principes fondamentaux suivants :

- libéralisation de la fourniture d'électricité, de sorte qu'un nombre croissant de consommateurs puissent choisir leur fournisseur et négocier librement à la fois les tarifs et les conditions du service ;
- introduction de la concurrence dans la production de l'électricité, liberté totale pour la construction de centrales électriques et pour l'établissement d'un système d'appel d'offres ;

- libéralisation de l'accès aux sources d'énergie primaire pour la production d'électricité et mise en place d'une réglementation spécifique pour le charbon national ;
- garantie d'une baisse des prix de l'électricité entre 1997 et 2001; et
- définition d'échéances et de mesures transitoires, afin de favoriser une transition adéquate vers un secteur électrique nouveau.

Ces principes sont inclus dans un projet de loi sur l'industrie électrique, qui a été approuvé par le gouvernement espagnol le 23 mai 1997, et se trouve actuellement devant le parlement. Il convient de souligner que les critères de libéralisation et de concurrence contenus dans la future Loi sur l'électricité sont similaires à ceux appliqués à la restructuration du secteur électrique d'un large éventail de pays industrialisés : la Suède, la Norvège, les États-Unis, le Royaume-Uni, le Canada, la Finlande, les Pays-Bas, l'Australie et la Nouvelle-Zélande, entre autres.

Le secteur de l'électricité s'apprête à rencontrer de grandes difficultés pour parvenir à réduire le coût du service, tout en améliorant la qualité. Cette mutation doit s'opérer dans un climat de concurrence plus vive, sur les plans national et international, avec l'entrée en vigueur du Marché unique de l'énergie.

Estimations des coûts de la production d'électricité

Les estimations de coûts sont basées sur des études dans le cas des centrales nucléaires et au gaz, et sur l'expérience passée dans le cas de la centrale au charbon.

La centrale nucléaire est un réacteur à eau sous pression à trois boucles de 1 000 MWe, d'une technologie similaire à celle des centrales les plus modernes en service en Espagne. La centrale est équipée d'une tour de refroidissement à circulation naturelle et de deux sections de turbine basse pression.

La centrale au gaz est une turbine à cycle combiné (2 unités de 315 MWe) ayant une efficacité thermique de 51 pour cent et des brûleurs à faibles émissions d'oxydes de soufre.

La centrale au charbon (2 unités de 500 MWe) utilise exclusivement du charbon importé et est équipée de tours de refroidissement à circulation naturelle. L'efficacité thermique est de 36,7 pour cent et les turbines comprennent une unité haute pression, une unité moyenne pression et deux unités basse pression. Les systèmes de contrôle de la pollution (filtrage des particules de haute efficacité, désulfuration des gaz de combustion et brûleurs à faible émissions de NO_x) sont inclus dans les estimations de coûts.

ÉTATS-UNIS

Comme dans beaucoup d'autres pays, le secteur électrique des États-Unis s'engage dans une voie qui l'éloigne du système de réglementation fondé sur le coût du service/taux de rémunération pour l'ouvrir à la concurrence. Bien que les fournisseurs d'électricité et les autorités réglementaires

viennent seulement d'amorcer ce changement de cap, il semble que les analystes dans l'industrie, les autorités réglementaires et les législateurs s'accordent pour penser qu'une certaine évolution du secteur vers une situation de concurrence est inéluctable. Toutefois, l'amplitude de cette évolution et le temps qui lui sera nécessaire ne peuvent être prévus. Néanmoins, il devient évident que les fournisseurs d'électricité anticipent l'arrivée de la concurrence et modifient leurs pratiques commerciales pour s'adapter à un secteur concurrentiel. Pour améliorer leur compétitivité, plusieurs entreprises d'électricité américaines ont récemment fusionné. D'autres recherchent des partenaires ou étudient la synergie pouvant résulter d'éventuelles fusions. Entre 1990 et 1994, les entreprises d'électricité américaines ont réduit leurs effectifs de 3 pour cent par an (65 000 postes au total). Au cours de la même période, les dépenses d'exploitation et d'entretien supportées pour les techniques de production existantes ont également baissé de 3 pour cent chaque année. Il serait déraisonnable de supposer que les coûts et les rendements des nouveaux moyens de production resteront insensibles à l'irruption de la concurrence. Par conséquent, les hypothèses sur les coûts et les performances utilisées auparavant dans le modèle du coût du service/taux de rémunération pourraient se révéler inadaptées pour évaluer la situation future.

Par exemple, pour calculer des coûts actualisés de l'électricité aux bornes de la centrale, les entreprises d'électricité américaines ont aujourd'hui tendance à adopter une durée de vie des centrales de 30 ans ou moins (parfois beaucoup moins – 20 ans). Dans l'environnement industriel actuel, ces entreprises sont conscientes des incertitudes qui planent sur les analyses à long terme. Des changements dans la politique suivie par les pouvoirs publics ou l'application stricte des forces du marché pourraient compromettre les perspectives de baisse des coûts d'exploitation et des combustibles pour les technologies caractérisées par un « retour à l'investissement à long terme », telles que le nucléaire ou la combustion du charbon pulvérisé, et favoriser des technologies rentables à court terme, comme les turbines à gaz. En conséquence, des calculs de coûts actualisés reposant sur une durée d'exploitation de 40 ans risquent de ne pas refléter la réalité des futurs marchés américains de l'électricité.

Réciproquement, l'emploi du même facteur de charge pour toutes les technologies (même si elles sont toutes des technologies utilisables en base) ne donne pas des résultats appropriés. Par exemple, les facteurs de charge des centrales nucléaires américaines sont passés de 70 pour cent en 1990 à 77 pour cent en 1995. Si les centrales actuelles peuvent atteindre de tels niveaux, il est raisonnable de penser que des réacteurs de conception nouvelle dépasseront sensiblement ces valeurs.

Les nouveaux réacteurs qui bénéficient des leçons tirées de l'exploitation des centrales existantes devraient parvenir à des facteurs de charge supérieurs aux facteurs moyens d'aujourd'hui. Dans ce scénario, un facteur de charge stabilisé de 85 pour cent est plausible pour des réacteurs de conception avancée. La valeur moyenne du facteur de charge adoptée comme hypothèse influe considérablement sur le coût actualisé de l'électricité aux bornes de la centrale. Cet effet est amplifié par la grande taille des installations propre à la technologie nucléaire.

Outre les coûts d'exploitation, il existe également des preuves que l'évolution actuelle des marchés s'accompagne d'une diminution des coûts de construction et d'équipement des nouvelles capacités de production. En raison de leurs délais de construction plus courts et de leurs coûts d'investissement plus bas que ceux des centrales à charbon pulvérisé et des centrales nucléaires, les centrales à cycle combiné et à turbine à gaz sont, depuis quelques années, la technologie privilégiée par les entreprises d'électricité pour développer leur parc de production. Et bien que le coût du gaz soit supérieur à celui du charbon évalué en dollars par million de Btu, les rendements plus élevés et les coûts d'exploitation plus bas des technologies utilisant les turbines à gaz compensent en grande

partie cet inconvénient. Néanmoins, les constructeurs d'équipements pour centrales à charbon ou centrales nucléaires réagissent en développant des modèles standards et en remplaçant une partie de la construction traditionnelle sur site par la réalisation de composants modulaires en usine. Depuis 1993, les coûts de construction et d'équipement pour les centrales brûlant du charbon pulvérisé ont diminué d'un tiers, tandis que les dépenses d'exploitation des nouvelles centrales au charbon devraient être inférieures de 50 pour cent aux valeurs de 1993. Dans le même temps, les fabricants de centrales nucléaires proposent des modèles modulaires, standardisés.

Par conséquent, les conclusions tirées des études comparatives où les paramètres de production se limitent à une simple valeur « représentative », doivent être examinées avec soin. En ramenant toutes les technologies à une seule et même caractéristique, on sous-estime ou surestime les forces et les faiblesses de chacune respectivement. Il est vraisemblable que les compagnies d'électricité n'emploient pas cette méthode pour choisir la technologie à adopter pour leurs nouvelles centrales.

Variations régionales des estimations

En raison des variations régionales des coûts des matériaux, de la main d'œuvre et des combustibles, les coûts de production de l'électricité diffèrent d'une région à l'autre. C'est pourquoi, pour l'ensemble des technologies considérées dans cette étude, les coûts actualisés pour des centrales situées dans l'est et dans l'ouest des États-Unis sont différents de ceux indiqués dans le corps du rapport pour des centrales situées dans le centre du pays. Les prix en 2005 et les taux de hausse réels des combustibles dans l'est et dans l'ouest des États-Unis sont présentés dans les tableaux 1 et 2 respectivement. Le tableau 3 et les figures 1 et 2 présentent les coûts actualisés dans les trois régions des États-Unis.

Tableau 1. **Prix des combustibles en 2005 dans l'est et dans l'ouest (dollars de 1995 par MBTU)**

Type de combustible	Est	Ouest
Nucléaire	0,55	0,55
Charbon	1,74	1,19
Gaz naturel	2,52	3,58
Biomasse	1,26	–

Tableau 2. **Taux de hausse réels du prix des combustibles dans l'est et dans l'ouest (%/an)**

Type de combustible	Est	Ouest
Nucléaire	0	0
Charbon	- 0,75	- 0,75
Gaz naturel	3,22	2,67
Biomasse	0	–

Caractéristiques des technologies considérées dans ce rapport

- Centrale au charbon pulvérisé de 300 mégawatts :
 - procédé de désulfuration humide des fumées (rendement de désulfuration de 95 pour cent) ;
 - brûleurs à faibles émissions de NO_x.

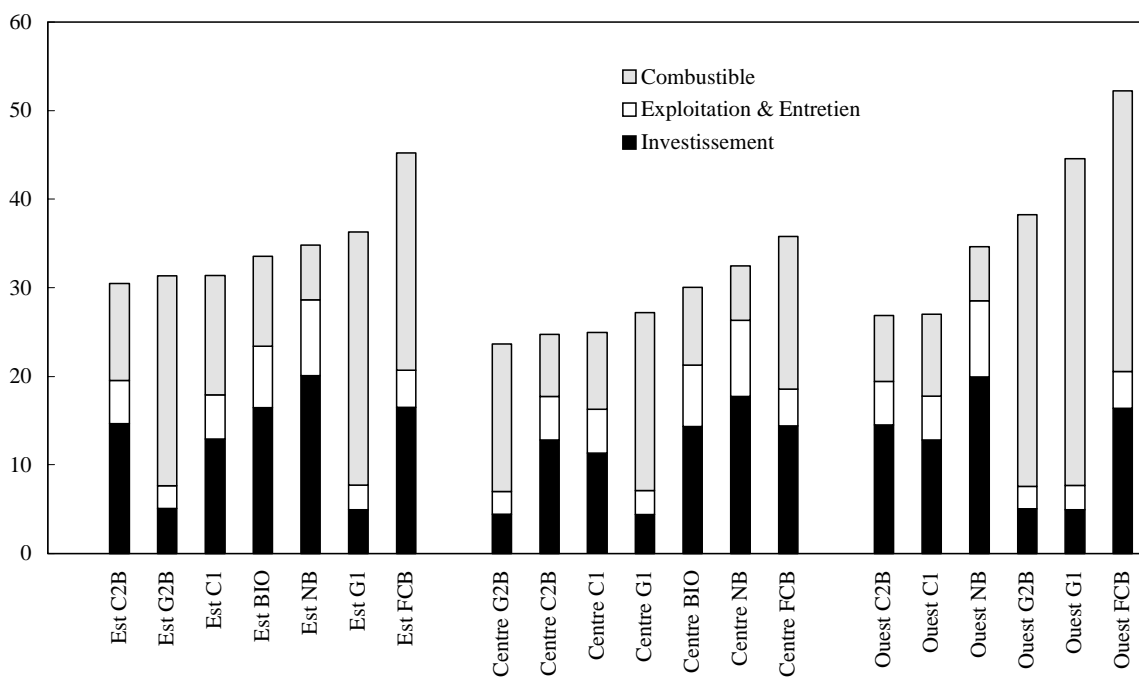
- Centrale à un cycle combiné à gazéification du charbon intégrée (gazéification à l'oxygène, procédé Destec), équipée de turbine haute performance, de 380 mégawatts :
 - désulfuration des gaz chauds de transport (élimination du soufre à 99 pour cent) ;
 - filtre tournant ;
 - turbine à gaz GE de classe « H » ;
 - conditions du cycle de vapeur, 16,5 MPa/566°C ; et
 - contrôle-commande utilisant l'intelligence artificielle.
- Centrale à cycle combiné classique de 250 mégawatts équipée d'une turbine Frame « F » :
 - turbine à gaz GE de classe « F » ;
 - température des gaz d'échappement de la turbine inférieure ou égale à 538°C ;
 - performances établies pour les conditions ISO sous 15°C (59°Fahrenheit), 60 pour cent d'humidité relative, au niveau de la mer ; et
 - réduction des émissions de NO_x à 9 parties par million par injection de vapeur et réduction catalytique sélective.
- Cycle combiné de type avancé – Turbine Frame « G » de 350 mégawatts :
 - turbine à gaz GE de classe « G » ou « H » ;
 - température des gaz d'échappement de la turbine supérieure à 538°C ;
 - performances établies pour les conditions ISO sous 15°C (59° Fahrenheit), 60 pour cent d'humidité relative, au niveau de la mer ; et
 - réduction des émissions de NO_x à 9 parties par million par injection de vapeur et réduction catalytique sélective.
- Pile à carbonates fondus de 10 mégawatts :
 - électrolyte carbonates fondus ;
 - température de fonctionnement 650°C
 - construction en nickel et en acier inoxydable ; et
 - ensemble des émissions de SOX et de NOX inférieur à une livre par mégawatt x jour.
- Réacteur à eau ordinaire de type avancé générique de 1 300 mégawatts :
 - Réacteur à eau ordinaire générique incorporant des améliorations de conception par rapport à la génération actuelle.
- Biomasse :
 - systèmes à gazéification intégrée à un cycle combiné ;
 - l'hypothèse utilisée est celle d'une gazéification directe sous haute pression, bien que les coûts soient similaires à ceux des systèmes basse pression ;
 - puissance unitaire de 100 MW ; et
 - on part de l'hypothèse que la centrale brûle des copeaux de bois mais elle pourrait être alimentée avec des plantes cultivées spécialement (bois ou graminées) après 2010.

Table 3. Prévisions des coûts dans l'est, le centre et l'ouest aux taux d'actualisation de 5 % et 10 %, durée de vie 40 ans, facteur de charge 75 % (USmills du 1.7.1996/kWh)

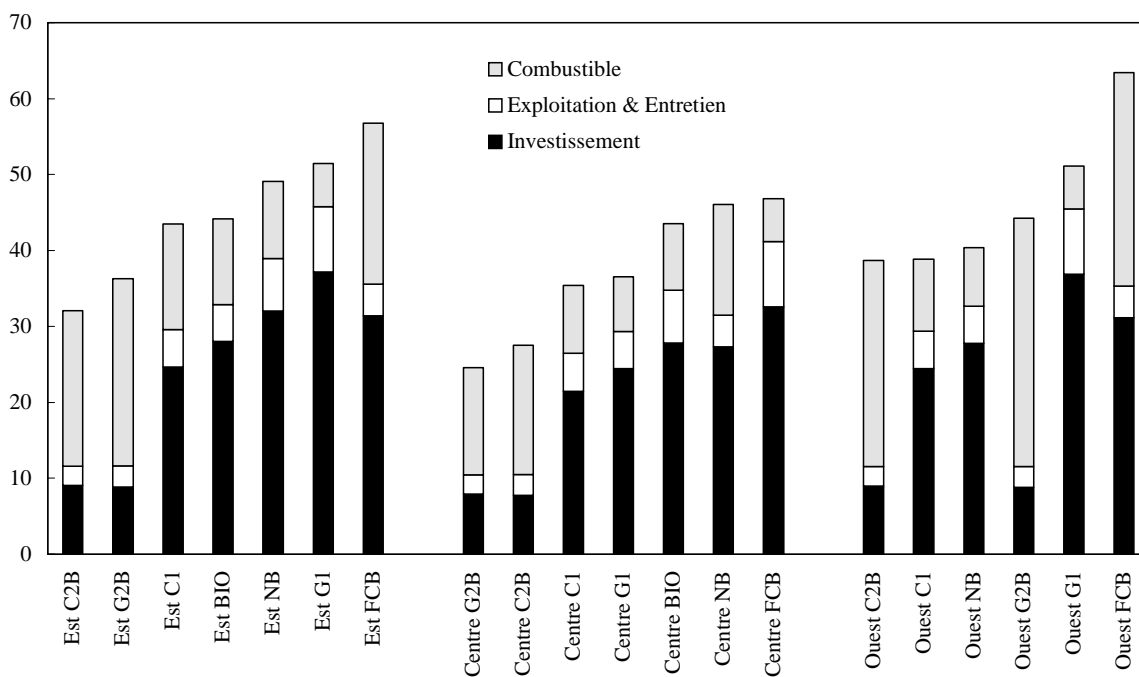
	Région	Charbon				Gaz				Nucléaire et autres						
		Invest.	Exp.	Comb.	Total	Invest.	Exp.	Comb.	Total	Invest.	Exp.	Comb.	Total			
5%	Est	C1	12,93	4,96	13,51	31,40	G1	4,96	2,74	28,57	36,27	N ^B	20,09	8,57	6,13	34,79
			41%	16%	43%	100%		14%	8%	79%	100%		58%	25%	18%	100%
		C2 ^B	14,66	4,90	10,91	30,47	G2 ^B	5,06	2,55	23,75	31,36	BIO	16,47	6,95	10,15	33,57
			48%	16%	36%	100%		16%	8%	76%	100%		49%	21%	30%	100%
							FC ^B	16,52	4,15	24,56	45,23					
	Centre	C1	11,33	4,96	8,69	24,98	G1	4,36	2,74	20,08	27,18	N ^B	17,75	8,57	6,13	32,45
			45%	20%	35%	100%		16%	10%	74%	100%		55%	26%	19%	100%
		C2 ^B	12,83	4,90	7,02	24,75	G2 ^B	4,43	2,55	16,69	23,67	BIO	14,34	6,95	8,77	30,06
			52%	20%	28%	100%		19%	11%	71%	100%		48%	23%	29%	100%
						FC ^B	14,39	4,15	17,27	35,81						
Ouest	C1	12,83	4,96	9,22	27,01	G1	4,93	2,74	36,89	44,56	N ^B	19,94	8,57	6,13	34,64	
		48%	18%	34%	100%		11%	6%	83%	100%		58%	25%	18%	100%	
	C2 ^B	14,54	4,90	7,44	26,88	G2 ^B	5,02	2,55	30,66	38,23						
		54%	18%	28%	100%		13%	7%	80%	100%						
						FC ^B	16,38	4,15	31,72	52,25						
10%	Est	C1	24,61	4,96	13,92	43,49	G1	8,87	2,74	24,65	36,26	N ^B	37,18	8,57	5,67	51,42
			57%	11%	32%	100%		24%	8%	68%	100%		72%	17%	11%	100%
		C2 ^B	28,00	4,90	11,24	44,14	G2 ^B	9,04	2,55	20,49	32,08	BIO	32,00	6,95	10,15	49,10
			63%	11%	25%	100%		28%	8%	64%	100%		65%	14%	21%	100%
							FC ^B	31,41	4,15	21,19	56,75					
	Centre	C1	21,47	4,96	8,96	35,39	G1	7,75	2,74	17,02	27,51	N ^B	32,59	8,57	5,67	46,83
			61%	14%	25%	100%		28%	10%	62%	100%		70%	18%	12%	100%
		C2 ^B	24,41	4,90	7,23	36,54	G2 ^B	7,89	2,55	14,15	24,59	BIO	27,82	6,95	8,77	43,54
			67%	13%	20%	100%		32%	10%	58%	100%		64%	16%	20%	100%
						FC ^B	27,32	4,15	14,63	46,10						
Ouest	C1	24,41	4,96	9,50	38,87	G1	8,80	2,74	32,71	44,25	N ^B	36,88	8,57	5,67	51,12	
		63%	13%	24%	100%		20%	6%	74%	100%		72%	17%	11%	100%	
	C2 ^B	27,77	4,90	7,67	40,34	G2 ^B	8,96	2,55	27,19	38,70						
		69%	12%	19%	100%		23%	7%	70%	100%						
						FC ^B	31,15	4,15	28,12	63,42						

^B Centrales qui pourraient être disponibles sur le marché vers 2005-2010.

**Figure 1. Prévisions des coûts dans l'est, le centre et l'ouest
taux d'actualisation 5 %, durée de vie 40 ans, facteur de charge 75 % (USmills/kWh)**



**Figure 2. Prévisions des coûts dans l'est, le centre et l'ouest
taux d'actualisation 10 %, durée de vie 40 ans, facteur de charge 75 % (USmills/kWh)**



Échéancier des dépenses de construction

En l'absence d'indications sur les dépenses particulières à chaque technologie, un échéancier unique a été utilisée dans les calculs pour toutes les technologies ayant la même durée de construction. Par exemple, pour le nucléaire, les systèmes de combustion à charbon pulvérisé, la biomasse et la gazéification intégrée du charbon, les délais de construction ont été estimés à quatre ans avec un même échéancier de dépenses.

FINLANDE

En juin 1995, la Loi sur le marché de l'électricité est entrée en vigueur. Cette loi annule un certain nombre d'autorisations de construction de centrales électriques et d'importation et d'exportation d'électricité, ouvre le réseau aux tiers dont la consommation dépasse 500 kW (cette limitation en termes de puissance a été supprimée en janvier 1997), améliore la transparence en séparant les comptabilités des activités monopolistiques et des activités soumises à la concurrence des entreprises d'électricité et élimine les concessions exclusives pour la vente. L'Autorité responsable du marché de l'électricité est chargée de surveiller l'activité des entreprises du réseau et les tarifs de transport de l'électricité.

Le parc de production électrique finlandais comporte environ 370 centrales, appartenant à quelque 130 producteurs. Ces producteurs peuvent être répartis en trois catégories : les entreprises publiques (40 pour cent de la production), les industries à forte intensité énergétique (40 pour cent de la production) et les municipalités (20 pour cent de la production), qui opèrent sur un marché concurrentiel non subventionné. Les producteurs les plus importants sont l'entreprise publique Imatran Voima Oy et l'entreprise Pohjolan Voima Oy (consortium industriel dominé par des entreprises appartenant au secteur des pâtes et papiers). Les quatre réacteurs nucléaires finlandais appartiennent à Imatran Voima Oy (deux réacteurs) et à Teollisuuden Voima Oy (deux réacteurs), filiale de Pohjolan Voima Oy.

La production d'électricité étant fondée sur la concurrence et aucune autorisation n'étant nécessaire pour produire de l'électricité ou construire des centrales (sauf les centrales nucléaires et les centrales hydroélectriques, pour lesquelles une législation spécifique impose une autorisation), il n'existe pas de procédure de planification centralisée en Finlande. Ainsi, les estimations de coûts finlandaises sont réalisées par le bureau d'étude finlandais, Energia-Ekono. Les coûts pour les centrales au charbon à cycle à condensation ont été établis d'après les données relatives à une centrale commandée, tandis que les coûts pour la centrale à cycle combiné au gaz naturel et pour la centrale nucléaire résultent d'études. Les comparaisons de coûts sont effectuées en monnaie constante, sur la base de taux d'actualisation de 5 et 10 pour cent. La durée de vie technique des installations est estimée à 40 ans. Les prix du combustible appliqués dans les calculs sont déterminés d'après les niveaux actuels.

En 1996, les centrales de cogénération produisaient 32 pour cent de l'électricité finlandaise. L'un des principaux avantages des centrales de cogénération réside dans la valeur élevée du rendement total de la production de chaleur et d'électricité, soit environ 80 pour cent.

Concernant les centrales électriques, les hypothèses techniques adoptées sont les suivantes :

- La centrale au charbon à cycle à condensation est une unité de 500 MWe brûlant du charbon pulvérisée, équipée de brûleurs à faibles émissions de NO_x et d'un système de réduction catalytique des NO_x (50 mg NO₂/MJ de combustible). Le rendement thermique net est de 42 pour cent.
- La centrale à cycle combiné au gaz naturel est constituée de deux tranches de 350 MWe, équipées de brûleurs à faibles émissions de NO_x (niveau d'émission 45 NO₂/MJ de combustible). Le rendement thermique net est de 56 pour cent (pour une température de -5°C).
- La centrale nucléaire est équipée d'un réacteur à eau bouillante de 1 000 MWe (3 000 MWth).

FRANCE

Un groupe de travail placé sous l'égide de la Direction du gaz, de l'électricité et du charbon (DIGEC), relevant du ministère de l'industrie, est chargé d'étudier la compétitivité des différents systèmes de production électrique. Le dernier rapport de ce groupe remonte à 1997 et les réponses au questionnaire communiquées par la France s'inspirent de ces données.

Pour comparer les coûts des différentes groupes de production, la France utilise la méthode d'actualisation en francs constants qui est celle appliquée dans l'étude menée par l'OCDE. Le taux d'actualisation, fixé par les pouvoirs publics, est de 8 pour cent par an. Il s'applique à tous les investissements publics. Néanmoins, l'étude de la DIGEC fournit également des résultats obtenus avec un taux d'actualisation de 5 pour cent.

Les coûts de la production nucléaire correspondent à l'exploitation d'un réacteur à eau sous pression de 1 450 MWe appartenant à la nouvelle génération de centrales du palier N4 (ou 2ème train). Ce type de réacteur est très similaire aux réacteurs du palier N4 en construction ou en exploitation commerciale (trois de ces réacteurs étaient en exploitation commerciale en 1997 : Chooz B-1 et B-2, Civaux 1), mais présente certaines différences en matière de génie civil, qui permettent d'atteindre un niveau de sûreté encore supérieur.

Les coûts présentés dans cette étude s'appliquent à une centrale nucléaire implantée sur un site moyen (refroidissement par l'eau de mer), comportant quatre réacteurs. Ils sont établis pour un programme de dix réacteurs, car l'effet de série permet une réduction des coûts de construction. Les études économiques françaises se fondent sur une durée de vie de 30 ans pour les centrales nucléaires, mais les études techniques montrent qu'une centrale nucléaire peut fonctionner pendant 40 ans environ. Le facteur de charge appliqué par la DIGEC est de 84 pour cent.

L'uranium est enrichi à 4 pour cent et le taux de combustion est de 43 500 MWj/t. Le combustible irradié est retraité. Les coûts prennent en compte le stockage des déchets radioactifs. La délégation française auprès de l'OCDE table sur un prix de l'uranium constant et égal à 22,5 \$/livre d'U₃O₈ sur la durée de vie économique d'une centrale. Cette valeur correspond à la moyenne des scénarios envisagés par la DIGEC.

Les coûts de production à partir du charbon sont calculés pour une centrale de 570 MWe à charbon pulvérisé équipée d'un système de traitement des gaz (réduction catalytique sélective des NO_x, NO_x < 200 mg/Nm³, désulfuration des fumées, SO₂ < 200 mg/Nm³ et précipitation électrostatique des poussières, poussières < 50 mg/Nm³). La durée de vie de la centrale est supposée égale à 30 ans et le rendement thermique net (sur PCI) à 42 pour cent.

Comme en France une grande partie du charbon utilisé pour la production d'électricité est importée, les projections des prix du charbon se fondent sur les prix mondiaux. Une valeur de 45 \$ la tonne sur la durée de vie économique de la centrale a été retenue. Cette valeur correspond à la moyenne des scénarios envisagés par la DIGEC.

Pour la centrale au gaz, les estimations sont réalisées d'après les données relatives à une centrale de 660 MWe à cycle combiné au gaz naturel. Les normes d'émission de NO_x seront satisfaites grâce à l'utilisation de brûleurs à faibles émissions de NO_x (NO_x < 200 mg/Nm³). Le rendement thermique net sur PCI est de 52 pour cent. Pour ces centrales, on table sur une durée de vie de 25 ans et un facteur de charge de 90,2 pour cent.

Le prix du gaz naturel est de 3,3 \$/MBtu sur la durée de vie économique de la centrale. Cette valeur correspond à la moyenne des scénarios de la DIGEC.

L'étude de la DIGEC souligne les principales conclusions suivantes :

- Aujourd'hui, le nucléaire est une option raisonnable pour la production en base, même si cette solution peut être complétée par l'exploitation de centrales à cycle combiné au gaz, étant donné le faible prix du gaz actuellement. En outre, il existe peu d'incertitudes sur les prix futurs du combustible nucléaire et les coûts de production de l'énergie nucléaire ne sont pas très sensibles à la hausse de ces prix. En revanche, les coûts de production de l'électricité à partir du gaz sont très sensibles à l'augmentation de ce combustible. Or l'évolution des prix du gaz est incertaine ;
- L'étude met en lumière l'effet positif de la construction de séries sur la compétitivité des centrales nucléaires ; et
- Les centrales à cycle combiné au gaz naturel sont clairement le moyen le plus compétitif pour la production d'électricité en semi-base.

HONGRIE

Le secteur de l'énergie hongrois a été récemment restructuré. C'est pourquoi les données fournies pour cette étude proviennent d'entreprises d'électricité partiellement privatisées. La construction du parc devant faire à l'avenir l'objet d'appel d'offres, il n'existe aucune donnée relative à des centrales qui pourraient être mises en service après 2005.

Pour les centrales hongroises qui pourraient être mises en service d'ici 2005 :

- les données pour les centrales à turbine à gaz en cycle combiné sont fondées sur des études de faisabilité fiables réalisées par PPA et des offres de contractant EPC ;
- les données relatives à la centrale à lit fluidisé reposent sur une étude de préfaisabilité ;
- les données relatives à la centrale au lignite proviennent d'une entreprise d'électricité privatisée. Les coûts sont supposés reposer sur des offres commerciales.

Aucune nouvelle étude de centrale nucléaire n'a été effectuée au cours des 5-6 dernières années, si bien qu'il est impossible de fournir des estimations de coûts pour des centrales nucléaires.

Dans le contexte des économies d'énergie, un grand nombre d'études ont été entreprises en Hongrie sur les sources d'énergie renouvelables. Cependant, aucune centrale utilisant une énergie renouvelable n'a encore vu le jour.

La Hongrie est en train d'élaborer une réglementation sur l'environnement. Mais rien ne permet de penser que l'on pourrait introduire une taxe sur le carbone, de sorte que les coûts de production présentés dans cette étude n'incluent aucune sorte de taxe environnementale.

Le projet de réglementation sur l'environnement s'appuie sur les normes récentes des pays de l'ouest et les investisseurs sont en mesure de mettre en place les systèmes de protection de l'environnement et les équipements nécessaires pour se conformer à ce projet qui a été rendu public. Les centrales au charbon et au lignite pour lesquelles des informations ont été données dans le cadre de la présente étude répondent aux normes environnementales indiquées dans le tableau ci-dessous :

Poussières	$\leq 50 \text{ mg/m}_3$
SO ₂	$\leq 400 \text{ mg/m}_3$
NO _x	$\leq 400 \text{ mg/m}_3$
CO	$\leq 250 \text{ mg/m}_3$

Dans le cas de la centrale au lignite, un système de désulfuration des gaz de combustion sera construit dans la tour de refroidissement à sec pour permettre de respecter les normes.

INDE

L'Inde voit sa demande d'électricité augmenter rapidement. La production d'électricité indienne a augmenté d'environ 7,5 pour cent par an au cours des 50 dernières années. Son niveau actuel est d'environ 375 TWh par an. Dans les pays en développement comme l'Inde, le taux de croissance de la demande d'électricité est généralement supérieur à celui du produit intérieur brut (PIB). Le taux de croissance projeté du PIB est d'environ 7 pour cent pour les dix prochaines années. Le développement

de l'économie exige que la production technique suive le même rythme de croissance. On estime donc que la demande d'électricité augmentera de 9 pour cent par an au cours des dix prochaines années.

Le secteur électrique indien ne parvient pas à satisfaire la demande d'électricité. Le niveau actuel du déficit de puissance installée est d'environ 17 pour cent par rapport à la demande en pointe et d'environ 8 pour cent en ce qui concerne la demande en base. Compte tenu de la croissance prévue de la demande, cette situation de pénurie devrait se prolonger un certain temps.

Actuellement, une partie importante de l'électricité est produite par des centrales thermiques classiques et hydroélectriques, comme le montre le tableau ci-dessous :

Tableau 1. Répartition de la capacité de production

Source	Part (%)
Thermique classique	72
Hydroélectrique	25
Nucléaire	2
Autres	1

Le niveau des pertes de transport et de distribution est alarmant, de l'ordre de 20 pour cent. La modernisation des moyens de transport et de distribution d'électricité, négligée pendant quelque temps, devrait donc permettre de réaliser des économies d'énergie substantielles.

Actuellement, la consommation d'électricité par habitant est d'environ 325 kWh par an. Elle a augmenté au cours des cinq dernières années au rythme de 7 pour cent par an.

Compte tenu de ses ressources en uranium, l'Inde peut se doter de réacteurs à eau lourde d'une puissance installée maximale de 10 000 MWe. Cependant, la filière à neutrons rapides, si elle est adoptée, pourrait contribuer de façon substantielle à satisfaire les besoins en énergie. L'Inde a entrepris de développer le nucléaire, avec l'objectif ultime d'utiliser ses vastes ressources en thorium pour assurer une bonne partie de sa production énergétique sur le long terme. Tous les développements opérés à ce jour tendent vers cet objectif.

Aujourd'hui, l'Inde possède une puissance nucléaire totale installée de 1 840 MWe. La construction de quatre réacteurs de 220 MWe chacun est bien avancée. Il est également prévu de débiter la construction de deux tranches de 500 MWe et de quatre tranches de 220 MWe dans les trois ans qui viennent. D'ici 2020, la puissance nucléaire installée devrait atteindre 20 000 MWe.

Les énergies non conventionnelles offrent d'autres possibilités de réduire l'écart important entre la demande et la fourniture. Le ministère des Ressources énergétiques non conventionnelles prévoit l'installation d'une capacité de production de 2 000 MWe utilisant les énergies solaire, éolienne et des océans.

Au cours des dix prochaines années, il est prévu de construire une capacité d'environ 120 000 MWe. Le financement des investissements dans le secteur énergétique, nécessaires à ce développement, devrait être assuré par des sources publiques et privées.

Pour attirer des entrepreneurs privés vers ce secteur, le gouvernement a annoncé la mise en place d'un certain nombre d'incitations : possibilité de participation étrangère à hauteur de 100 pour cent du capital ; exonération fiscale sur cinq ans ; baisse des droits de douane et d'accises sur les biens d'équipement et matériels électriques ; instauration d'un tarif binôme qui garantit une rentabilité du capital de 16 pour cent pour un facteur de charge de 68,5 pour cent ; une incitation additionnelle de 0,7 pour cent pour toute augmentation de un pour cent du facteur de charge ; et la possibilité un ratio d'endettement allant jusqu'à quatre.

Caractéristiques technologiques de base des centrales

Centrale nucléaire

La centrale considérées dans cette étude comporte 2 tranches à eau lourde d'une capacité de 500 MWe chacune. La construction de ce nouveau type de tranche devrait commencer sous peu. La consommation d'énergie auxiliaire de ces centrales représentera environ 9 pour cent de la puissance brute. Ces centrales sont situées près de la mer et refroidies à l'eau de mer par un système en circuit ouvert. Elles brûlent de l'uranium naturel, et le taux de combustion moyen du combustible est estimé à 6 800 MWj/t d'uranium. Le combustible irradié des réacteurs est retraité pour en extraire le plutonium. Cependant, le coût du retraitement n'est pas compris dans le coût du cycle du combustible et inversement aucun crédit n'est attribué à la récupération du plutonium. Les coûts d'investissement considérés dans cette étude s'appliquent à la première série de tranches ; ils sont supérieurs aux coûts d'investissement de tranches standardisées de même conception. La construction de plusieurs tranches similaires permettrait d'obtenir une réduction des coûts d'investissement de 15 à 20 pour cent. Le coût de l'eau lourde du réacteur est capitalisé, et on prévoit un crédit correspondant à la valeur de récupération de l'eau lourde à la fin de la durée de vie utile des centrales. Les coûts de la gestion des déchets radioactifs sur site sont inclus dans les coûts d'exploitation. Les coûts de la des déchets radioactifs issus du retraitement ne sont pas pris en compte.

Centrale au charbon

La centrale au charbon considérée comprend deux tranches de 500 MWe, situées à 1 000 km de la mine de charbon. La consommation auxiliaire d'énergie de ces centrales représente environ 8 pour cent de puissance brute. Les coûts d'investissement sont ceux de centrales au charbon standardisées. Étant donné que les prix du charbon varient largement selon les mines dont il est extrait, deux cas ont été examinés : prix bas et prix élevé. On a comptabilisé le coût du transport par rail du charbon sur 1 000 km. Le coût des précipitateurs électrostatiques est inclus dans les coûts d'investissement.

ITALIE

En Italie, de nombreux opérateurs assurent la fourniture d'électricité : ENEL, plus de 150 entreprises d'électricité locales (régies municipales), et plusieurs centaines de petites entreprises privées. En outre, une part importante (17 pour cent) de l'électricité est produite par des autoproducteurs industriels, qui ne sont pas soumis à des contraintes particulières.

Ces dernières années, deux changements ont profondément modifié la structure du secteur italien de l'électricité. Premièrement, en janvier 1991, la production d'électricité par des producteurs autres que des entreprises de service public a été libéralisée et encouragée. Deuxièmement, ENEL, Office national de l'électricité depuis 1963, a été transformée en société anonyme (jusqu'à présent entièrement détenue par le Trésor italien), par une loi du 11 juillet 1992, dans le cadre d'un programme gouvernemental de privatisation des grandes entreprises publiques. Le calendrier et les modalités de la privatisation de l'ENEL, ainsi que les règles régissant la nouvelle organisation du secteur électrique, sont toujours en débat.

Depuis le 1er janvier 1997, ENEL a mis en place une nouvelle organisation reposant sur la séparation de ses trois fonctions (production, transport et distribution), et de ses services (ingénierie, R&D, technologies de l'information, télécommunications, etc.).

À l'heure actuelle, ENEL a les mêmes missions que l'ancien office national de l'électricité. Elle est chargée de produire, importer et exporter, transporter, transformer, distribuer et vendre de l'électricité, en Italie et ailleurs, et de toutes les activités annexes ou complémentaires.

L'obligation d'ENEL d'assurer une fourniture fiable d'électricité à l'ensemble du pays se concrétise par son Plan d'investissement, qui définit les projets de développement de l'ensemble du système électrique italien. À cette fin, ENEL a toujours adopté une planification annuelle afin de prendre en compte le progrès réel des projets et l'évolution du paysage économique et énergétique.

En juillet 1990, ENEL a signé des accords préliminaires avec un certain nombre d'autoproduleurs industriels, qui devraient lui permettre d'augmenter significativement la quantité d'électricité produite sous son nom, grâce à l'augmentation du rendement ou à l'installation de centrales à cycle combiné dans des installations industrielles existantes. En janvier 1991, le Gouvernement a voté les lois N° 9 et 10. Ces lois prévoient des innovations radicales en termes de déréglementation de la production d'électricité et d'utilisation rationnelle de l'énergie (à savoir le recours à la cogénération et la récupération d'énergie des procédés industriels). En général, elles définissent les critères et les procédures permettant d'assurer la coordination nécessaire des activités du secteur de l'électricité, en matière de sécurité, de qualité et de rentabilité de la fourniture d'électricité. La nouvelle norme impose tous les six mois un contrôle des propositions de nouvelles centrales, soumises par les producteurs n'assurant pas le service public, afin de contrôler la compatibilité des initiatives proposées. Cette opération est réalisée en fonction de critères de priorité qui tiennent compte entre autres : des sources d'énergie utilisées ; des objectifs nationaux de diversification des sources et d'indépendance vis-à-vis des pays étrangers ; des technologies ; du rendement énergétique ; et de la situation géographique des centrales par rapport aux zones défavorisées.

Programmes de production

Le programme établi par ENEL pour la mise en service de centrales entre 1996 et 2000 prévoit les augmentations suivantes de la puissance installée : 1 900 MWe par la construction (en cours) de centrales thermiques classiques ; 900 MWe par la construction de centrales à cycle combiné ; 360 MWe par des améliorations du rendement des installations ; 360 MWe par la construction de centrales hydrauliques auxquels s'ajoutera une augmentation de la production d'énergie des centrales au fil de l'eau d'ENEL de 0,5 TWh ; 290 MWe sous la forme de nouvelles centrales géothermiques. Dans le cadre d'un programme plus vaste de construction de centrales utilisant de nouvelles sources d'énergie, deux fermes éoliennes (20 MWe) et trois centrales photovoltaïques (0,5 MWe) sont en construction.

S'agissant de la contribution des producteurs indépendants, l'application de la nouvelle norme a exigé un effort considérable pour évaluer la compatibilité des nouvelles propositions avec les objectifs de sécurité, de qualité et de rentabilité de la fourniture globale d'électricité. Les propositions reçues le 30 juin 1996 représentaient une puissance totale d'environ 18 000 MWe. D'après ENEL, le ministère de L'industrie a accepté la construction d'installations de 8 000 MWe au total utilisant des sources d'énergie renouvelables ou similaires. L'électricité ainsi produite sera livrée au réseau d'ENEL. Par conséquent, d'ici 2001, la puissance ainsi mise à la disposition d'ENEL devrait atteindre 8 GWe, dont 3,1 GWe utilisant le gaz naturel, 2,6 GWe des gaz de synthèse et des gaz dérivés et 2,0 GWe des sources d'énergie renouvelables. Il convient de noter que la plupart des initiatives des producteurs indépendants sont susceptibles de nuire à la souplesse du réseau d'ENEL, notamment durant les heures de faible charge.

Le gouvernement n'a donné aucune directive, et ENEL ne s'est pas prononcé officiellement sur l'augmentation de la capacité de production au-delà de l'an 2000. Pour ce qui concerne la planification générale, on peut supposer qu'en raison de l'accroissement de la demande d'électricité et des déclassements prévus, les moyens de production de base nécessaires seront constitués pour l'essentiel de centrales à gaz naturel ou à gaz dérivés (moyennant de nouvelles améliorations du rendement des tranches et la mise en place de cycles combinés).

Estimation des coûts de production

Les estimations nationales de coûts de production reposent sur des études relatives à des centrales disponibles sur le marché. Ces estimations supposent une durée de vie économique de 25 ans (20 ans pour les centrales au gaz), un facteur de charge de 68,5 pour cent et un taux d'actualisation réel de 12 pour cent.

La centrale au charbon (quatre tranches d'une puissance nette de 617 MWe) est équipée de chaudières à charbon pulvérisé, à cycle vapeur supercritique. Elle comporte les systèmes de contrôle des émissions suivants : désulfuration des fumées ($\text{SO}_2 < 400 \text{ mg/Nm}^3$), réduction catalytique sélective ($\text{NO}_x < 200 \text{ mg/Nm}^3$) et précipitateurs électrostatiques (poussières $< 50 \text{ mg/Nm}^3$). Son rendement thermique net sur PCI est de 44 pour cent.

Les projections des prix du charbon ont été effectuées pour du charbon importé en partant de l'hypothèse d'une légère augmentation des prix mondiaux (environ 1 pour cent par an jusqu'en 2015).

La centrale au gaz est une centrale équipée d'une turbine à gaz en cycle combiné (deux tranches d'une puissance nette de 350 MWe), équipée de brûleurs à faibles émissions de NO_x ($\text{NO}_x < 100 \text{ mg/Nm}^3$) ; son rendement thermique net est de 53 pour cent.

Les hypothèses relatives au prix du gaz naturel, qui tablent sur une hausse de 2 pour cent par an jusqu'en 2015, prennent en compte également un contrat d'approvisionnement en gaz naturel liquéfié.

JAPON

Au Japon, les consommateurs sont approvisionnés en électricité par dix entreprises privées (Hokkaido Electric Power, Tohoku Electric Power, Tokyo Electric Power, Chubu Electric Power,

Hokuriku Electric Power, Kansai Electric Power, Chugoku Electric Power, Shikoku Electric Power, Kyushu Electric Power et Okinawa Electric Power), toutes autorisées par le ministère du Commerce international et de l'Industrie (MITI) à opérer dans l'une des dix zones de desserte du pays. Ces entreprises sont chargées de satisfaire la demande d'électricité dans leurs zones de desserte respectives. Au cours de l'exercice financier 1995, qui s'est achevé en mars 1996, elles ont assuré à elles dix, 75 pour cent de la production d'électricité totale du Japon. Les 25 pour cent restants ont été produits par Electric Power Development Co. et Japan Atomic Power Co., deux grossistes importants – et par des producteurs indépendants, notamment des entreprises industrielles produisant de l'électricité à leur propre usage.

Depuis 1982, l'Agence des ressources naturelles et de l'énergie du MITI calcule les coûts normalisés de la production des centrales nucléaires, des centrales thermiques alimentées au charbon, au GNL et au fioul, et des centrales hydroélectriques. Ces estimations se fondent sur les mêmes hypothèses que celles retenues par l'Agence pour l'énergie nucléaire de l'OCDE, pour cette étude. Les dernières en date concernaient l'exercice financier 1992. Un taux d'actualisation de 5 pour cent a été choisi pour les calculs sur la base des taux d'intérêts réels en vigueur.

Les estimations de coûts fournies par le Japon pour cette étude de cas se rapportent à des centrales types qui devraient être mises en service au cours de l'exercice financier 2005 :

1. Les Japonais accordent une grande valeur aux centrales nucléaires qui présentent les avantages suivants : approvisionnement constant en combustible, stabilité des prix du combustible, performances économiques et protection de l'environnement. Le Japon entend poursuivre activement son programme nucléaire au cours des années à venir, en accordant la plus grande attention à la sûreté.

Les coûts de production ont été estimés pour une centrale à quatre tranches à eau bouillante de type avancé d'une puissance brute unitaire de 1 350 MWe. Ce type de centrale nucléaire est commercialisé dans le cadre du troisième programme japonais d'amélioration et de standardisation, qui intègre le retour d'expérience sur les réacteurs à eau ordinaire conventionnels et les résultats des deux premiers programmes d'amélioration et de standardisation. Ces centrales étant dotées des technologies japonaises et étrangères les plus avancées, leurs performances en matière de sûreté, de fiabilité, d'exploitation et de réduction des doses d'irradiation professionnelle devraient égaler celles des meilleurs réacteurs à eau bouillante. Les réacteurs de ce type équiperont l'essentiel des centrales japonaises mises en service à compter de l'an 2000.

Les coûts du combustible nucléaire ont été estimés sur la base des prix en vigueur sur le marché pour l'achat, l'enrichissement et les opérations de retraitement de l'uranium, compte tenu de données pertinentes comme les estimations des coûts de l'évacuation des déchets de haute activité et de fabrication du combustible MOX, présentées dans les rapports de l'AEN. Les projections relatives à l'exercice 2005 reposent sur l'hypothèse d'une hausse annuelle des prix nulle.

Les coûts du déclassement des centrales nucléaires ont été estimés sur une base de 30 milliards de yen pour un réacteur du palier de 1 100 MWe, établie dans un rapport de 1985, publié par le sous-comité de l'énergie nucléaire de la commission consultative pour l'énergie, qui travaille pour le MITI, et les coûts d'évacuation des déchets radioactifs ont été fixés à 15 pour cent de ce montant. Les coûts de déclassement ainsi calculés ont été inclus dans les estimations fournies par le Japon pour cette étude.

2. Pour limiter efficacement la pollution, les centrales thermiques au charbon sont équipées de systèmes de dénitrification et de désulfuration de haute efficacité, et de précipitateurs électrostatiques, qui fonctionnent en harmonie avec les centrales elles-mêmes. Pour améliorer le rendement, des cycles vapeur ultra-supercritiques et la combustion en lit fluidisé sous pression sont envisagés pour les futures centrales.

Les coûts de production ont été estimés pour une centrale thermique au charbon à quatre tranches d'une puissance brute de 1 000 MWe chacune.

Ces centrales sont des centrales à cycle vapeur ultra-supercritique, dont le rendement thermique nominal est estimé à 42 pour cent. Leur conception intègre les technologies qui paraissent les plus fiables aujourd'hui.

L'introduction de cycles vapeur ultra-surpercritiques fait l'objet de plusieurs projets et des essais de démonstration sont en cours sur les systèmes à combustion en lit fluidisé sous pression, en vue de leur commercialisation. Ces technologies, entre autres, visent à améliorer le rendement des centrales thermiques au charbon.

Sur la base des données de l'AIE, du DOE et d'autres sources, le prix du charbon destiné à ces centrales a été estimé à 2,0 US\$/GJ en l'an 2005. Au-delà de cette date, il est prévu un taux d'augmentation d'environ 0,5 pour cent par an.

3. Les coûts de production des centrales à cycle combiné au gaz ont été estimés pour une centrale à quatre tranches, d'une puissance brute de 700 MWe chacune. Ces centrales entrent dans la catégorie des centrales où la température de flamme est de 1 300°C, conçues à l'aide des technologies les plus fiables disponibles. Leur rendement thermique nominal est estimé à 48 pour cent.

Les japonais travaillent à la mise au point de turbines fonctionnant à haute température et d'autres technologies avancées, dans le but de les intégrer à des centrales où la température de flamme peut atteindre 1 500°C.

Sur la base des projections réalisées notamment par le DOE, le prix du combustible en l'an 2005 a été évalué à 4,8 US\$/GJ. Au-delà de cette date, le taux de hausse annuel est estimé à 2,8 pour cent par an.

4. Les Japonais considèrent que des systèmes de production utilisant des piles à combustible, des cellules photovoltaïques et l'énergie éolienne sont uniquement des moyens de production complémentaires à la disposition des entreprises d'électricité car ils ne sont pas adaptés à la production à grande échelle et fournissent une énergie intermittente. Par conséquent, les entreprises d'électricité japonaises ont entrepris d'étudier des moyens d'en améliorer la fiabilité technique et d'en abaisser les coûts.

Les entreprises d'électricité ne sont pas en mesure de fournir des données officielles concernant les coûts de production estimatifs de ces systèmes.

PAYS-BAS

Politique énergétique

A la fin de 1995, le troisième livre blanc sur l'énergie (« Third White Paper on Energy ») a été soumis au parlement par le ministère des Affaires étrangères. Dans ce document la loi sur l'électricité de 1989 était examinée et des changements importants sans la structure du secteur électrique étaient annoncés. Ces changements incluaient la préparation d'une nouvelle loi sur l'électricité. En outre, il était proposé une fusion des quatre compagnies électriques existantes et du holding Sep en une seule compagnie. Cette nouvelle compagnie d'électricité devait être mise en place au second trimestre de 1998.

En raison des développements internationaux, des objectifs d'économie d'énergie et de la nécessité de libéraliser le marché de l'énergie, le gouvernement des Pays-Bas a préparé un ensemble de réglementations nouvelles pour la production, le transport et la distribution de l'électricité qui a été soumis au parlement en septembre 1997. La nouvelle loi suit les directives européennes et devrait entrer en action le 1er janvier 1999. Elle prévoit un marché de l'électricité ouvert donnant la possibilité aux utilisateurs du secteur domestique de choisir leur producteur, éventuellement à distance de leur domicile. Afin de rendre le réseau réellement indépendant, la nouvelle loi instaure la séparation entre les fonctions de transport et de vente qui étaient jusqu'à présent étroitement liées. En conséquence, la nouvelle loi entraîne un marché où les importations, les exportations et la production d'électricité sont libres. Tous les réseaux seront accessibles pour le transport. Le réseau haute tension et les réseaux de distribution seront contrôlés par un opérateur indépendant. La vente à des usagers non captifs sera basée sur des contrats et le choix d'un fournisseur sera libre. La libéralisation du marché s'effectuera progressivement en trois étapes d'ici à 2007. Le nombre des usagers captifs diminuera progressivement. Les compagnies seront libres de choisir leurs politiques d'approvisionnement : elles pourront acheter l'électricité à des fournisseurs nationaux ou étrangers, produisant à petite ou à grande échelle.

Le gouvernement des Pays-Bas a encouragé la production combinée de chaleur et d'électricité par les compagnies d'électricité et les autres producteurs et distributeurs dans l'objectif de réduire les émissions d'oxyde de carbone. En particulier, la cogénération à partir de gaz naturel a été encouragée. Les distributeurs ont donc augmenté le nombre de centrales de cogénération au gaz. Ces unités sont souvent exploitées en partenariat entre des compagnies industrielles et des distributeurs d'électricité et fournissent de la chaleur aux premières et de l'électricité aux seconds. Les subventions ont conduit à un accroissement de la capacité et de la production d'électricité des producteurs indépendants. La capacité de production centralisée s'élève actuellement à 15,5 GWe dont environ 2,3 GWe de centrales de cogénération notamment pour le chauffage urbain et la production de chaleur industrielle. La capacité décentralisée La capacité de production décentralisée représente 4,6 GWe. La puissance totale des centrales de cogénération devrait atteindre 8 GWe en l'an 2000. La part des producteurs indépendants qui était de 24 pour cent en 1996 devrait croître de façon importante dans les décades à venir. Cependant, la politique officielle du gouvernement néerlandais est de maintenir ouverte l'option nucléaire.

Centrales au gaz

La centrale au gaz à cycle combiné de 250 MWe considérée dans cette étude est représentative d'installations de cogénération plus grandes, dont la construction est prévue dans un avenir proche. À partir de 2005, les Pays-Bas devraient passer commande de nouvelles centrales au gaz à cycle combiné pour la production centralisés, produisant de l'ordre de 350 MWe et moins de chaleur. Les estimations de coûts fournies pour cette centrale sont basées sur la technologie la plus moderne disponible et sur l'expérience acquise avec les centrales à cycle combiné les plus récentes, cinq unités de 335 MWe chacune ont été mises en service en 1996-1997.

Centrales thermiques au charbon et centrales nucléaires

Récemment, deux centrales alimentées en charbon pulvérisé ont été mises en exploitation industrielle. En élevant la température et la pression, il est possible de faire passer le rendement global de ces centrales de 45 pour cent actuellement, à 47 pour cent, sans accroissement significatif des coûts d'investissement. Les estimations de coûts pour ce type de centrales supposent que les matériaux de haute qualité pour les partie sous pression seront disponibles.

Ultérieurement, les centrales à gazéification du charbon intégrée à cycle combiné pourraient constituer une alternative plus rationnelle à la technologie du charbon pulvérisé. A Buggenum, un prototype de centrale à gazéification du charbon intégrée à cycle combiné (« Willem Alexander ») vient d'être mis en service. Les estimations de coûts figurant dans l'étude pour une centrale de 800 MWe sont fondées sur l'expérience acquise dans cette centrale, en supposant que l'unité est équipée de deux turbines couplées directement. Il est prévu que les coûts d'investissements des premières centrales industrielles à gazéification du charbon intégrée à cycle combiné soient nettement plus élevés que ceux des modèles avancés de centrales à charbon pulvérisé. Cependant, à long terme, la différence entre les coûts aux bornes de la centrale pourrait diminuer, si les coûts d'investissement diminuent encore et que l'on utilise du charbon moins cher.

Actuellement, une seule centrale nucléaire est exploitée à Borssele (réacteur à eau sous pression de 450 MWe) dans le sud-ouest des Pays-Bas. Elle continuera de fonctionner jusqu'en 2004. Aucune centrale nucléaire n'est en chantier et il n'est pas prévu d'en construire.

PORTUGAL

Le Portugal dispose de sources d'énergie fossiles très limitées, il dépend pour presque 90 pour cent des importations et pour environ 70 pour cent du pétrole importé. Cette situation a conduit le pays à mettre en valeur ses ressources hydrauliques, qui sont l'énergie renouvelable la plus prometteuse, à développer ses ressources éoliennes et géothermiques, et à encourager la cogénération. La production hydroélectrique représente en moyenne 30 pour cent de la production électrique totale. A l'heure actuelle, la production thermique repose sur le pétrole et le charbon, mais il est prévu d'utiliser le gaz naturel dans une nouvelle centrale à cycle combiné, dont l'exploitation doit débiter en 1998.

Ces dernières années, le secteur de l'électricité portugais a profondément changé avec la libéralisation du marché. Cette libéralisation avait pour objectifs l'introduction de la concurrence dans la production, le financement du développement du système électrique par des capitaux privés, une réduction des coûts et la diversification des moyens de production.

L'accès au marché de l'électricité a été libéralisé par la loi 110/88, qui a mis fin à l'exclusivité accordée à Electricidade de Portugal (EDP). La publication du décret-loi 189/88 constitue une première étape sur la voie de l'ouverture de la production électrique aux agents économiques.

En 1991, EDP est devenue une société à responsabilité limitée. Puis elle a été divisée en six entreprises principales (l'une assurant la production, une autre le transport et les quatre dernières la distribution de l'électricité) et d'autres filiales exerçant diverses activités dans le domaine des services.

La restructuration du secteur électrique s'est effectuée dans le même temps. Le cadre juridique existant a été modifié et en août 1995, sept décrets-lois entérinaient la transformation du secteur et lui donnaient une valeur juridique. Certaines adaptations ont été opérées récemment, puis intégrées à de nouvelles lois, publiées en mars 1997.

La nouvelle législation intègre dans un même concept – celui du Système électrique national (SEN) – l'ensemble des acteurs du secteur. Ce système se divise en deux sous-systèmes : le système électrique de service public (SEP) et le système de production indépendant (SEI), qui inclut les autoproducteurs, les mini-centrales hydroélectriques d'une puissance ne dépassant pas 10 MWe, les producteurs utilisant des sources d'énergie renouvelables et les producteurs exploitant des centrales de cogénération.

Depuis 1993, une nouvelle centrale au charbon, Tejo Energia, est en exploitation. Cette centrale comporte deux tranches de 300 MWe et appartient à un consortium privé. Elle fait partie du Système interconnecté SEP. Une nouvelle centrale à cycle combiné au gaz naturel, comportant trois tranches de 330 MWe et appartenant à des actionnaires privés, devrait entrer en service au cours du premier trimestre 1998.

La privatisation est le principal sujet qui agite actuellement le secteur électrique. Trente pour cent du capital du holding EDP est privé depuis juin 1997. Un comité chargé de la mise en place de l'autorité de réglementation du secteur électrique a été créé en juillet 1996. Les statuts de l'autorité ont été approuvés par le Conseil des ministres et publiés en février 1997.

Les réponses au questionnaire ont été fournies en collaboration avec EDP et des responsables de centrales électriques privées.

Les principales hypothèses utilisées dans cette étude pour les estimations de coûts et les technologies de production sont décrites ci-après.

Les données fournies par le Portugal reposent sur une analyse théorique de février 1997 et portent sur deux centrales au charbon de type classique (344 MWe et 450 MWe) et deux centrales à cycle combiné au gaz (332 MWe et 468 MWe).

Les hypothèses adoptées dans les calculs nationaux pour les centrales au charbon comprennent un facteur de charge stabilisé de 82 pour cent et une durée de vie économique de 30 ans. Dans le cas des cycles combinés, les estimations reposent sur un facteur de charge stabilisé de 88 pour cent et une durée de vie économique de 25 ans. Dans les deux cas, le taux d'actualisation est de 8 pour cent.

Dans le calcul des coûts de production des centrales au charbon, les coûts du combustible englobent le coût des réserves.

Les coûts d'investissement pour les centrales au charbon incluent la chaux humide pour la désulfuration et la réduction catalytique sélective pour la dénitrification, ainsi que des précipitateurs électrostatiques. Les coûts d'investissement des centrales à cycle combiné au gaz naturel recouvrent aussi les équipements de dépollution.

Les estimations de prix du charbon et du gaz naturel englobent le prix à la frontière plus les coûts de transport. Dans le cas du charbon, on a tablé sur une hausse de 0,5 pour cent par an du prix à la frontière et sur la stabilité des coûts de transport sur la période couverte par l'étude. Pour le gaz naturel, le prix à la frontière est indexé sur le prix du pétrole. Concernant le prix du pétrole, le scénario envisagé prévoit une augmentation de 4 pour cent par an entre 1997 et 2000, de 2,8 pour cent par an entre 2001 et 2005, de 2,5 pour cent par an entre 2006 et 2010 de 1 pour cent par an entre 2011 et 2020, et des prix stables au-delà.

RÉPUBLIQUE DE CORÉE

En Corée, c'est le ministère du Commerce, de l'industrie et de l'énergie (MOTIE) qui, par le biais du plan officiel de développement à long terme du système électrique, décide de la construction de nouvelles centrales électriques. Une fois le plan arrêté, la construction et l'exploitation des centrales sont assurées par la société Korea Electric Power Corp. (KEPCO) qui est l'unique compagnie d'électricité du pays. Les estimations des coûts de production de l'électricité jouent un rôle déterminant dans l'établissement du plan de développement à long terme.

Par ailleurs, c'est le MOTIE qui, en concertation avec les universités, des instituts et la KEPCO, fixe le taux d'actualisation, le facteur de charge et la durée de vie des centrales, qui interviendront dans l'estimation des coûts de production. Ces facteurs sont périodiquement réajustés en fonction de la révision bisannuelle du plan.

Dans l'estimation des coûts de production effectuée dans le plan de 1995, un taux d'actualisation officiel de 8,5 pour cent a été adopté, de même qu'une durée de vie de 25 ans pour les centrales nucléaires et les centrales au charbon, et une durée de vie de 20 ans pour les centrales au gaz naturel liquéfié (GNL).

Le nucléaire et le charbon constituent les principales sources de production d'électricité en Corée. Néanmoins, pour faire face à la croissance rapide de la demande d'électricité et aux pointes de charge, le plan de 1995 prévoit l'installation entre 1995 et 2010 de centrales à cycle combiné d'une capacité totale de 17 440 MWe utilisant du GNL.

L'estimation des coûts de production repose sur la méthode des coûts actualisés sur la durée de vie des installations. Les projections des coûts d'investissements et des coûts d'exploitation et d'entretien sont établies à partir de l'expérience coréenne de la construction et de l'exploitation des centrales.

La méthode de ventilation des coûts de production adoptée en Corée diffère de celle en usage dans les autres pays membres de l'OCDE. La différence la plus notable tient à l'importance des coûts d'exploitation et d'entretien. Comme dans la plupart des pays membres de l'OCDE, ce poste englobe les coûts d'exploitation et d'entretien proprement dits. Mais, pour les centrales nucléaires, il inclut également les coûts du déclassement, du traitement du combustible irradié et de l'évacuation des déchets radioactifs. La base de calcul de ces coûts a été établie en 1984. Chaque année, des sommes sont versées au fonds commun de la KEPCO prévu pour financer le déclassement, le traitement du combustible irradié et l'évacuation des déchets radioactifs, et ce sont ces chiffres qui sont utilisés dans l'analyse économique.

ROUMANIE

L'actuelle période de transition vers une économie de marché requiert des transformations profondes et radicales de la législation et par conséquent, une méthode totalement différente pour définir la structure des coûts, ainsi qu'un financement transparent.

Dans le secteur de la production d'énergie et d'électricité, ce cadre réglementaire, qui suppose également la déréglementation et la privatisation des installations de production publiques, n'est pas encore en place. La nouvelle loi sur l'énergie est en discussion au sein du gouvernement.

Dans ces conditions, les estimations de coûts de production fournies pour une centrale nucléaire (tranche 3 de la centrale de Cernavoda équipée d'un réacteur à eau lourde CANDU dont l'exploitation commerciale devrait débuter à la fin de l'année 2005) ne reflètent pas les évolutions prévues dans la réglementation mentionnée ci-dessus.

C'est pourquoi les coûts de production n'intègrent pas de provisions pour le déclassement ni de coûts associés au stockage provisoire et définitif du combustible irradié.

Les données ont été établies selon la méthodologie de l'UNIPEDE.

D'après la stratégie de l'entreprise d'électricité RENEL, les seules tranches qui seront déclassées avant 2005 sont des centrales nucléaires (y compris la tranche 2 de Cernavoda en 2002 et la tranche 3 de Cernavoda en 2005). Pour toutes les autres centrales électriques classiques, il est prévu de procéder à des travaux de rénovation importants. Cette stratégie portera la part du nucléaire dans la production énergétique à 30 pour cent.

RUSSIE

Bilan énergétique

La figure 1 présente la structure du bilan énergétique actuel. En 1995, la production énergétique totale était de 1 380 Mtec (millions de tonnes équivalent charbon). La figure montre bien la part prépondérante du pétrole et du gaz (plus de 80 pour cent de la production).

Énergie électrique

Le secteur électrique russe est organisé en un système électrique intégré, qui comprend la production électrique de la partie orientale du pays et représente 96 pour cent de la production d'énergie électrique et environ 94 pour cent de la puissance installée en Russie. Le tableau 1 montre la contribution respective des différents types de centrales du système électrique intégré à la fin de l'année 1995, exprimée en puissance installée et en pourcentage du total. Soixante-dix pour cent approximativement de la puissance installée totale sont concentrés dans la partie européenne de la Russie de même que toutes les centrales nucléaires. La capacité de production actuelle est constituée pour l'essentiel (68 pour cent) de centrales thermiques alimentées à combustibles fossiles. Les centrales thermiques comprennent des centrales de cogénération, qui totalisent 36 pour cent de la puissance installée totale, et des centrales à cycle de condensation qui comptent pour 32 pour cent de la puissance totale. La figure 2 présente les contributions des différents combustibles utilisés dans les centrales à cycle à condensation russes sur la période 1980-1995. La proportion de centrales hydroélectriques varie considérablement selon les régions ; dans la partie européenne de la Russie, elle représente seulement 13 pour cent de la puissance installée totale, tandis que dans la partie orientale, elle s'élève à 38 pour cent.

Figure 1. Structure de la production d'énergie primaire en Russie

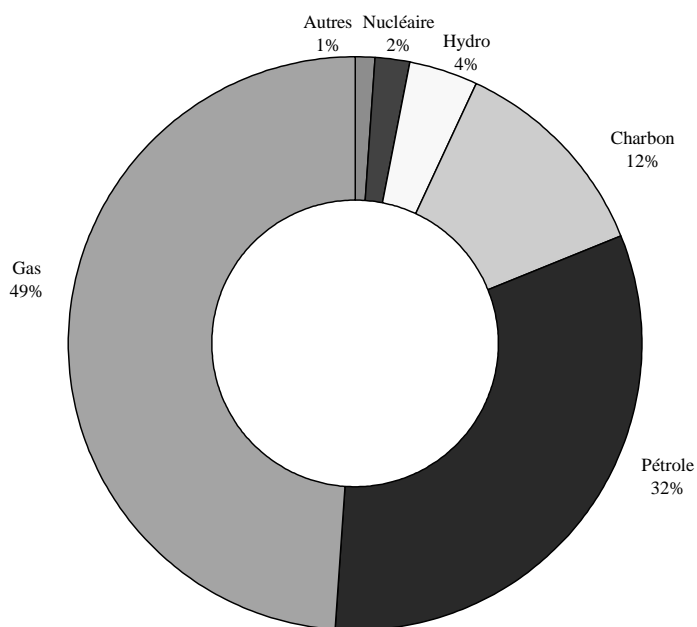
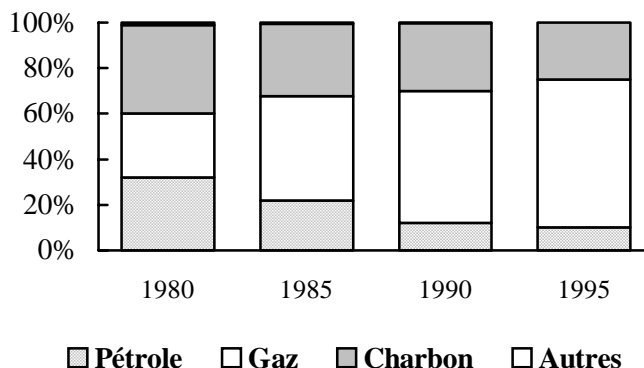


Tableau 1. **Puissance installée en Russie**

Type de centrale	Système électrique intégré en Russie		Partie européenne (y compris l'Oural)		Partie orientale (y compris Tyumen)	
	GWe	Part (%)	GWe	Part (%)	GWe	%
Hydro	41,7	21	18,1	13	23,6	38
Nucléaire	21,2	11	21,2	16	0	0
Thermique	135,8	68	98,1	71	37,7	62
<i>Cogénération</i>	72,7	36	53,9	39	18,8	31
<i>Électricité</i>	63,1	32	44,2	32	18,9	31
TOTAL	198,7	100	137,4	100	61,3	100

Figure 2. **Part des différents combustibles utilisés dans les centrales exclusivement électriques**



Comme le montre la figure 2, le système électrique russe est devenu fortement du gaz naturel. Cette évolution est très dangereuse, pour les raisons suivantes :

- il est nécessaire d'obtenir plus de précisions sur les réserves estimées de gaz naturel, tant sur leur volume, que sur leur coût d'extraction potentiel, qui va certainement augmenter ;
- les gisements de gaz étant situés à des distances éloignées des sites qui en consomment de grands volumes, il est nécessaire de construire des installations de stockage, d'un volume adapté à la consommation ;
- le risque associé à l'utilisation du gaz à grande échelle étant extrêmement élevé, il est difficile de prévoir les conséquences de l'extraction et du transport du gaz à grande échelle.

Tous ces facteurs constituent une menace grave pour la sécurité à long terme du secteur énergétique russe.

À cet égard, l'existence en Russie d'un secteur nucléaire solide serait un moyen efficace de se prémunir contre des événements susceptibles de se répercuter sur la disponibilité et les coûts des approvisionnements en combustibles fossiles.

Secteur nucléaire

Depuis le 1er janvier 1996, la Russie possède 29 centrales, réparties sur 9 sites et dont la puissance totale s'élève à 21,242 GWe, c'est-à-dire environ 11 pour cent de la puissance installée totale. La figure 3 montre que les centrales nucléaires russes sont implantées principalement dans la partie européenne de la Russie, à proximité des grands centres de consommation d'électricité. En 1996, ces centrales ont produit quelque 108,8 TWh.

Figure 3. Carte des centrales nucléaires russes



Plusieurs types de réacteurs de puissance sont exploités commercialement en Russie :

- des RBMK 1000, réacteurs à uranium faiblement enrichi, à tubes de force, modérés par graphite, d'une puissance nominale de 1 000 MWe, conçus pour le rechargement en marche du combustible ;
- des VVER-400 (séries 179, 230 et 213), réacteurs à eau sous pression d'une puissance nominale de 440 MWe ; et
- des VVER-1000, réacteurs à eau sous pression (modèles 187, 338 et 320) d'une puissance nominale de 1 000 MWe.

De plus, un surgénérateur à métal liquide (BN-600) est connecté au réseau de l'Oural et quatre petits réacteurs à tube de force (12, 8 MWe), refroidis à l'eau, modérés par graphite (série EGP-6) fonctionnent sans être couplés au réseau dans le nord et la partie extrême-orientale de la Russie.

Par rapport à l'ensemble du secteur énergétique russe, le rôle du nucléaire ne semble pas très important. La part de l'énergie nucléaire dans le bilan énergétique total de la Russie n'est que de 2 pour cent seulement, bien loin derrière le pétrole et le gaz naturel. Mais il convient de noter que le

nucléaire est l'une des principales sources d'électricité du pays. En 1996, la part du nucléaire dans la production d'électricité totale représentait environ 11,4 pour cent (108,8 TWh). La production d'électricité des centrales nucléaires est restée relativement stable, même ces dernières années, alors que les difficultés économiques, entre autres, ont provoqué une diminution sensible de la production des centrales à combustibles fossiles.

L'importance du secteur nucléaire varie considérablement d'une région à l'autre. Par exemple, dans les régions où ce secteur est le plus développé – le nord-ouest, les bassins énergétiques du centre et du cours moyen de la Volga – la part de la production nucléaire s'élevait en 1994 à 45,7 pour cent, 20,7 pour cent et 16,3 pour cent respectivement. Par conséquent, les particularités régionales ont une influence importante sur la planification des centrales nucléaires russes. Cette influence se justifie par l'immensité du pays et par la forte dépendance (pour les centrales à combustibles fossiles) des coûts de production de l'électricité vis-à-vis des distances sur lesquelles le combustible doit être transporté.

La Russie a mis au point plusieurs concepts de réacteur nucléaires avancés, présentant des caractéristiques de sûreté améliorées, parmi lesquels, le VVER-640 de 635 MWe et les NP-1000 de 1 000 MWe. Le projet de réacteur nucléaire de puissance VVER-640 par exemple comporte une double enceinte de confinement, des systèmes avancés à sûreté passive, des systèmes à sûreté active supplémentaires, ainsi que des systèmes opérationnels importants pour la sûreté dont la fiabilité et la redondance ont été améliorées. Ce réacteur est compact, d'où une réduction des quantités de matériaux et une utilisation plus efficace de l'espace. Les effectifs nécessaires sont nettement inférieurs à ceux des centrales nucléaires russes en exploitation. Il est prévu d'utiliser ce type de centrales sur plusieurs nouveaux sites, pour remplacer d'anciennes tranches.

À l'heure actuelle, le document de base qui définit le développement du secteur énergétique russe est la Stratégie énergétique russe, publiée en 1994. Il a été préparé par une commission interministérielle, comprenant des représentants de haut niveau de toutes les branches du secteur russe des combustibles et de l'énergie. Les scénarios envisagés dans ce document prévoient pour le nucléaire l'évolution décrite dans le tableau 2.

Tableau 2. **Scénarios de développement du secteur nucléaire russe**

Scénario	Production d'électricité par les centrales nucléaires (TWh)		
	1995	2000	2010
Nécessaire	115	120	125
Maximum	120	125	160

Traditionnellement (à l'époque de l'économie à planification centralisée), on utilisait la méthode du coût annuel pour évaluer les coûts de production réels des centrales électriques existantes. Dans ces conditions, on disposait de toutes les données nécessaires pour calculer les coûts de production du système dans son ensemble, comme ceux des centrales prises isolément. La méthode des coûts actualisés sert de base pour comparer les mérites respectifs de futures centrales utilisant différents combustibles et fonctionnant dans des conditions équivalentes. Mais à l'heure actuelle, les données nécessaires à l'évaluation des coûts prévisionnels de la production électrique ne sont pas fiables dans la pratique et, dans certains cas, ne sont pas disponibles. Par exemple, la Russie n'a pas évalué régulièrement le taux d'actualisation ni les facteurs de hausse, qui sont très importants pour l'évaluation des coûts futurs.

TURQUIE

Le système électrique turc s'est développé très rapidement durant les deux dernières décennies. Avec le développement rapide du secteur industriel, de la population et des migrations entre zones rurales et zones urbaines, la demande de pointe et la consommation d'énergie électrique ont augmenté considérablement chaque année. Il a donc fallu développer le système électrique pour l'installation de nouveaux moyens de production, pour l'essentiel des centrales hydroélectriques et des centrales au charbon. Depuis 1985, la Turquie utilise également le gaz naturel pour produire de l'électricité.

À la fin de l'année 1996, la puissance installée totale de la Turquie atteignait 21 164 MWe, à raison de 53 pour cent pour les centrales thermiques et 47 pour cent pour les centrales hydroélectriques. La production d'électricité totale brute s'élevait alors à 95 TWh.

Cette même année, la production de la Société turque de production et transport d'électricité représentait 90 pour cent de la production d'énergie électrique nationale. Les entreprises privées produisaient quant à elles 3,5 pour cent de la production totale et les autoproducteurs 6,5.

Les sources d'énergie primaires les plus importantes exploitées actuellement pour produire de l'électricité sont les ressources domestiques en énergie hydraulique et en lignite. Ces dernières années, le gaz naturel importé a pris une part croissante dans la production d'électricité. A l'opposé, la contribution du fioul est en diminution constante.

Le potentiel hydroélectrique total est estimé à 125 TWh/an, dont seulement 29 pour cent sont utilisés actuellement. Les réserves nationales de lignite et de houille peuvent fournir 120 TWh/an. Le lignite a un faible pouvoir calorifique et une forte teneur en soufre, en humidité et en cendres. Actuellement, la capacité de production des centrales au lignite et au charbon est d'environ 42 TWh/an, soit 35 pour cent du potentiel total. En 1996, la part du gaz naturel importé dans la production totale s'élevait à 18 pour cent. L'utilisation de l'énergie nucléaire et du charbon importé sont envisagées dans les études de planification de la production.

Des projections de la demande ont été réalisées à l'aide du modèle MAED. D'après les résultats de cette étude, la demande d'énergie électrique devrait atteindre 134 TWh en l'an 2000, 290 TWh en 2010 et 547 TWh en 2020. Cette évolution correspond à un taux de croissance de 8 pour cent par an. La demande de pointe associée devrait s'élever à 21 600 MWe en l'an 2000, à 46 200 MWe en 2010 et à 88 100 MWe en 2020.

Le développement du parc de production électrique turque est planifié en deux temps. La première phase, qui correspond à l'« Étude de planification de la production à moyen terme », couvre la période 1997-2001. La seconde phase, analysée à l'aide du modèle WASP III dans l'« Étude de planification à long terme du développement de la production électrique turque », porte sur la période 2002-2020. L'objectif de cette étude est de déterminer un programme de développement optimal, qui permette de satisfaire au moindre coût la demande d'électricité prévue sur la période couverte par l'étude, tout en respectant certaines contraintes liées à la fiabilité du système et au nombre de nouvelles centrales construites par an. Le critère économique global utilisé pour évaluer ce programme est le coût actualisé minimal du développement, qui englobe les coûts d'investissement de l'ensemble des centrales mises en service dans le programme, diminués de leur valeur de récupération respective à l'horizon du plan, les coûts annuels d'exploitation totaux du système, y

compris les coûts des combustibles pour les centrales thermiques, les coûts d'exploitation et d'entretien de chacune des centrales, plus les coûts de la demande d'énergie non satisfaite.

Les résultats de l'étude sont les suivants :

- en 2010, la puissance hydroélectrique installée atteindra 40 pour cent de la puissance installée totale, pour passer à 28 pour cent en 2020 ;
- la part des centrales au charbon brûlant du charbon importé s'élèvera à 8 pour cent en 2020 ;
- la première centrale nucléaire sera connectée au réseau en 2005, et la Turquie disposera de deux centrales nucléaires de 1 000 MWe chacune d'ici la fin de l'année 2010 ;
- la contribution des ressources nationales de lignite et de houille qui représentera 20 pour cent de la capacité de production globale en 2005, tombera à 16 pour cent en 2020. La part du gaz naturel passera à 31 pour cent à la fin de l'année 2020 ;
- pour satisfaire la demande d'énergie et d'électricité, il sera nécessaire d'augmenter la puissance installée d'environ 4 000 MWe chaque année de la période couverte par le plan.

Annexe 3

TECHNIQUES DE PRODUCTION

Cette annexe décrit succinctement les technologies de production sur lesquelles se fondent les estimations de coûts présentées dans ce rapport. Ces technologies sont déjà disponibles aujourd'hui ou le seront probablement à l'horizon 2005. Les techniques et options de production en base sont décrites pour les centrales au charbon, les centrales au gaz et les centrales nucléaires. Plusieurs autres types de centrales, qui ne font pas partie des choix techniques les plus communs dans ce rapport, sont également décrits.

D'autres sources décrivent plus en détail ces technologies. À cet égard, les références suivantes sont particulièrement utiles :

Conception générale des centrales électriques	Sorenson (1983)
Production électrique par chaudière à vapeur	Schultz (1992)
Centrales au charbon	Couch (1997)
Cycles combinés à turbine à gaz	Kehlhofer (1991)
Centrales nucléaires	Glasstone (1994)

Centrales au charbon

La plupart des estimations de coûts présentées dans cette étude concernent des centrales au charbon brûlant du charbon pulvérisé dans des chaudières sous-critiques. Néanmoins, plusieurs centrales étudiées utilisent également des chaudières supercritiques, des lits fluidisés ou la gazéification à cycles combinés intégrés (GCCl).

Caractéristiques fondamentales des installations

En règle générale, dans un système de combustion de charbon pulvérisé, des particules finement broyées de charbon sont brûlées dans une chaudière dont les parois sont refroidies par de l'eau. De la vapeur se forme au niveau de ces parois et dans une série d'échangeurs de chaleur qui refroidissent les gaz de combustion. Dans le cas d'une centrale exclusivement destinée à la production d'électricité, la vapeur passe par une turbine à condensation qui actionne un alternateur. Dans une centrale de production combinée de chaleur et d'électricité, on utilise une turbine à vapeur ou une turbine à extraction. Dans ces deux types de centrales (production d'électricité uniquement et cogénération), il existe de nombreuses variantes de cycle vapeur. Par exemple, dans le cas d'un cycle à resurchauffe, la vapeur, après détente partielle dans la turbine à vapeur, est réintroduite dans la chaudière où elle est de nouveau portée à la température maximale, ce qui permet d'améliorer le rendement global de production. Toutes les centrales électriques à cycle vapeur présentent cette configuration fondamentale d'une production de vapeur suivie par son expansion dans une turbine à vapeur.

La pression à laquelle la vapeur est produite est un élément essentiel de la conception des centrales. Dans les pays de l'OCDE, la majorité des chaudières à charbon construites jusqu'à présent sont des modèles sous-critiques. Il s'agit de systèmes dans lesquels la pression de la vapeur reste inférieure à la pression critique de l'eau, soit approximativement 22 MPa (218 atmosphères). Dans les chaudières supercritiques, la pression de la vapeur est portée au-delà de ce seuil, ce qui permet d'accroître le rendement, mais augmente également le coût des chaudières, des turbines à vapeur et des vannes de contrôle. Comme les matériaux utilisés pour la fabrication de ces éléments doivent résister à la pression élevée de la vapeur, il faut recourir à des alliages plus onéreux. Dans chaque pays, le choix d'une conception sous-critique ou supercritique dépend de l'équilibre entre les coûts des combustibles, qui diminuent lorsque le rendement augmente, et les coûts d'investissement, qui croissent avec le prix des matériaux.

Pendant la combustion, les impuretés contenues dans le charbon sont rejetées, et des oxydes d'azote (NO_x) se forment au cours de réactions avec l'azote contenu dans le charbon et l'air de combustion. Les fumées contiennent divers polluants : dioxyde de soufre, oxydes d'azote, halogènes, hydrocarbures imbrûlés et métaux. Le carbone imbrûlé et la partie non combustible du charbon produisent des cendres. Généralement, la moitié de ces cendres sont recueillies au fond de la chaudière, et le reste est entraîné par les gaz de combustion sous forme de cendres volantes. La conception des centrales doit intégrer divers dispositifs antipollution destinés à limiter la formation de polluants (oxydes d'azote) ou à les éliminer des fumées.

Dispositifs antipollution

La nature des polluants éliminés et le niveau de dépollution assuré sont des éléments importants du coût des centrales au charbon. Plus les normes d'émission sont sévères, plus le coût des dispositifs antipollution (construction et exploitation) est élevé, et plus ces dispositifs consomment d'énergie. Toutes les centrales au charbon examinées dans le cadre de cette étude sont conformes aux normes antipollution nationales, variables selon les pays. L'AIE (1997) a recensé les principales normes antipollution applicables aux centrales au charbon au sein des pays Membres de l'AIE. Les polluants éliminés et les mesures de protection de l'environnement spécifiques à la combustion de charbon sont similaires pour toutes les centrales étudiées. Les principaux polluants concernés sont les particules, le dioxyde de soufre et les oxydes d'azote transportés dans les fumées.

Dans tous les cas examinés dans le cadre de ce rapport, à l'exception du Brésil et de l'Inde, des dispositifs de désulfuration des fumées sont utilisés pour éliminer le dioxyde de soufre. Le système de désulfuration par voie humide le plus courant se compose d'un réacteur dans lequel une slurry de chaux, ou un autre réactif, absorbe le dioxyde de soufre contenu dans le flux gazeux. Ces systèmes permettent d'éliminer 95 pour cent et plus du soufre. Ils devraient équiper la plupart des nouvelles centrales au charbon. D'autres configurations peuvent néanmoins être envisagées : désulfuration par voie semi-sèche, injection en amont de réactif sec et systèmes à régénération (Soud et Takeshita, 1994).

Un système de désulfuration par voie humide peut consommer jusqu'à 1 pour cent de l'énergie produite par la centrale. En outre, il représente un surcoût d'investissement pouvant aller jusqu'à 100-250 US\$/kWe (Takeshita, 1995), et grossit également les coûts d'exploitation et de maintenance. Pour une centrale, les coûts et la consommation énergétique dépendent très largement du niveau autorisé des émissions de dioxyde de soufre.

Pour les oxydes d'azote on peut intervenir au niveau du système de combustion du charbon, afin de réduire au minimum leur formation, et prévoir des systèmes d'élimination postcombustion (aval). L'injection d'air dans la zone de combustion (OFA = Overfiring Air) et le recours à des brûleurs bas NO_x sont les deux principales techniques employées dans la chaudière ; elles permettent une réduction immédiate des émissions de NO_x pouvant atteindre 60 pour cent. Dans de nombreux pays, les brûleurs bas NO_x constituent une obligation minimale ou sont la norme. Leur coût d'investissement, généralement de 10-30 US\$/kWe, ne représente pas une charge significative. Pour réduire les émissions de NO_x au-delà de ce que permettent ces modifications des systèmes de combustion, il est nécessaire d'installer des dispositifs spécifiques de dénitrification. D'ordinaire, on équipe les centrales au charbon de systèmes de réduction catalytique sélective (RCS), qui consistent à injecter de l'ammoniac ou de l'urée dans les fumées et à provoquer la formation d'azote et d'oxygène par réaction catalytique du réactif au contact des NO_x . La RCS est la plus efficace des techniques d'élimination des NO_x , mais son coût est relativement élevé. En effet, toutes les fumées doivent passer par des lits de catalyseur, et le réacteur représente un surcoût d'investissement de l'ordre de 50-90 US\$/kWe et une augmentation de la consommation d'énergie. En outre, le catalyseur doit être régulièrement changé. La moitié des centrales au charbon conventionnelles des pays Membres de l'OCDE examinées dans le cadre de cette étude sont équipées d'un système de RCS. En revanche, aucune des centrales des pays non membres n'est dotée de dispositifs aval de réduction des NO_x . Soud et Fukusawa (1996) ont décrit les progrès des procédés de dénitrification des NO_x .

Les centrales au charbon produisent un troisième polluant atmosphérique important, les particules. En l'occurrence, il s'agit essentiellement des cendres entraînées par les gaz de combustion. L'élimination des particules a été adoptée par la plupart des centrales au charbon des pays de l'OCDE depuis longtemps déjà. Toutes les centrales étudiées possèdent l'un des deux grands types de systèmes (précipitateurs électrostatiques et dépoussiéreurs à couches filtrantes). Les précipitateurs piègent les particules sur électrodes collectrices placées sur le parcours des fumées, et les dépoussiéreurs séparent mécaniquement les particules rejetées dans l'atmosphère dans des filtres à manches disposés en grand nombre en parallèle. Le choix du système dépend de divers facteurs dont les limites d'émissions autorisées, les caractéristiques des cendres volantes et le flux total des fumées.

Il existe des systèmes perfectionnés capables d'éliminer simultanément deux ou trois des principaux polluants. Par exemple, le procédé consistant à placer les fumées dans un faisceau d'électrons permet d'éliminer le dioxyde de soufre et les oxydes d'azote en une seule opération. D'autres procédés combinant la catalyse et l'action chimique sont également en cours de développement. Toutefois, l'utilisation commerciale de ces systèmes reste pour l'heure relativement limitée.

Par ailleurs, d'autres systèmes antipollution sont d'ordinaire imposés pour lutter contre l'action polluante des effluents solides ou liquides des centrales à charbon. Par exemple, les eaux rejetées par les centrales électriques et les eaux de ruissellement des parcs à charbon et à cendres sont généralement traitées avant rejet. Les cendres de charbon doivent être traitées d'une manière acceptable pour l'environnement, ce qui requiert, dans certains cas, un traitement spécial de celles-ci pour stabiliser les matières lixiviables qu'elles renferment.

Lits fluidisés

On peut considérer les lits fluidisés circulants de grandes dimensions fonctionnant à la pression atmosphérique comme une technologie commercialement éprouvée. Le charbon est brûlé dans un

« lit » (un nuage dense) de particules en suspension dans l'air. Le débit de l'air dans lequel les particules sont en suspension est tel que les particules sont en partie entraînées vers l'extérieur du foyer, pour y être réintroduites par des cyclones. Comme dans les chaudières à charbon pulvérisé classiques, la chaleur produite par la combustion est récupérée par les parois refroidies par de l'eau, puis dans une série d'échangeurs de chaleur qui refroidissent les gaz de combustion. Sur certains modèles, les échangeurs de chaleur qui refroidissent les particules de cendres et de charbon remises en circulation servent également à produire de la vapeur. Celle-ci peut être supercritique ou sous-critique, même si les chaudières à lits fluidisés se sont jusqu'à présent limitées à des systèmes à vapeur sous-critique.

Pour réduire les émissions de dioxyde de soufre, on peut introduire dans le lit de la chaux ou un autre sorbant. En effet, la chaux piège le SO_2 en phase solide, principalement sous forme de sulfate de calcium, ce qui évite d'avoir à recourir à une désulfuration des fumées post-combustion. Si la formation de NO_x est limitée en raison de la température assez basse des lits par rapport à une chaudière à charbon pulvérisé, il est parfois nécessaire cependant de prévoir des dispositifs de dénitrification. On peut alors employer des systèmes analogues à ceux utilisés dans les centrales à charbon classiques. De même, il faut en général éliminer les particules (précipitateurs électrostatiques ou dépoussiéreurs à couches filtrantes).

Les lits fluidisés sous pression sont, par leur conception, proches des lits fluidisés atmosphériques, à ceci près que le foyer est maintenu sous pression. Cette caractéristique permet de les utiliser en combinaison avec des turbines à gaz qui compriment l'air de combustion et alimentent en gaz chauds la turbine de détente. Dans cette configuration, des systèmes d'épuration des gaz de combustion chauds sont nécessaires pour protéger les aubages de la turbine des particules et des impuretés contenues dans les gaz. Les lits fluidisés sous pression peuvent également servir à gazéifier le charbon pour produire de l'électricité. À ce jour, on n'a construit aucune centrale commerciale appartenant à l'une de ces catégories, mais un certain nombre d'installations de démonstration existent et fonctionnent. Au lieu de lits fluidisés circulants, ces installations utilisent des lits « denses », qui présentent une vitesse de fluidisation moindre. Aucune installation à lit fluidisé sous pression n'a été intégrée dans les estimations de coûts présentées dans cette étude.

Cycles vapeur avancés

Comme il a été mentionné ci-dessus, il est possible d'utiliser la vapeur au-delà de sa pression critique pour améliorer le rendement des cycles vapeur, tant dans les chaudières à charbon pulvérisé que dans les chaudières à lits fluidisés. Le rendement global d'une centrale (basé sur le pouvoir calorifique inférieur) peut ainsi être porté de 38 pour cent environ, si le cycle vapeur est sous-critique, à 42-45 pour cent avec la vapeur supercritique. De la vapeur à des conditions de pression et de température supérieures à 25 MPa (245 atmosphères) et 566 degrés Celsius (conditions « ultra-supercritiques ») permettrait d'augmenter encore le rendement de 2 à 3 pour cent. Le recours aux cycles supercritiques impose d'utiliser des aciers spéciaux capables de résister à des températures et des pressions extrêmement élevées, ainsi qu'à la corrosion. D'autres mesures, telles que la double surchauffe, le chauffage de la vapeur à passage direct (unique), un réchauffage amélioré de l'eau d'alimentation et la réduction des pertes de charge dans les tuyauteries, peuvent également améliorer le rendement des cycles, mais elles impliquent un surcoût en équipements et matériaux.

Le cycle vapeur supercritique assure près de 90 pour cent de la puissance des nouvelles tranches construites en Europe, au Japon et en Corée dans les années 90 (Couch, 1997, p.59). En revanche, le cycle vapeur sous-critique compte pour 85 pour cent de la puissance des nouvelles centrales

construites en Australie, au Canada et aux États-Unis sur la même période. Le choix d'une technique est dicté par le prix du combustible et le coût des équipements sur place. À l'avenir, des améliorations de la conception devraient autoriser une meilleure rentabilité des cycles supercritiques par rapport aux cycles sous-critiques.

Les systèmes antipollution des centrales au charbon sont identiques quelle que soit la pression de la vapeur. Par exemple, que le cycle vapeur soit sous-critique ou supercritique, il faut prévoir l'emploi de brûleurs bas NO_x , comme des systèmes de désulfuration, de dénitrification des fumées et de réduction des émissions de particules. Les centrales utilisant un cycle vapeur à rendement plus élevé, ont des systèmes antipollution légèrement moins onéreux puisqu'elles brûlent moins de charbon par unité d'électricité produite.

Gazéification à cycle combiné intégré

Les centrales qui utilisent la gazéification à cycle combiné intégré transforment le charbon en gaz combustible pour le brûler ensuite dans un cycle combiné à turbine à gaz. Elles comprennent donc deux éléments principaux : une unité de gazéification du charbon (gazogène), généralement dotée d'une installation de production d'oxygène et d'une installation d'épuration du gaz, et une centrale électrique à cycle combiné (voir description ci-après). Le gazogène assure une combustion partielle du charbon. Cette combustion libère suffisamment d'énergie pour évacuer les composés volatils et déclencher les réactions de formation d'hydrogène, de monoxyde de carbone et de méthane. Ce gaz combustible (appelé « gaz naturel de synthèse ») contient également des composés soufrés éliminés ensuite par des dispositifs d'épuration. Ces composés soufrés sont présents à des concentrations relativement plus élevées que dans les procédés classiques de combustion du charbon, mais ils peuvent être éliminés très efficacement (98 pour cent et plus) sans coûts supplémentaires prohibitifs.

Du point de vue de la conception des gazogènes, le choix de la source d'oxygène (oxygène pur ou air) est une donnée essentielle. Jusqu'à présent, on a le plus souvent utilisé l'oxygène pur. Les centrales à GCCI (gazéification à cycle combiné intégré) examinées dans cette étude sont toutes construites sur ce modèle. Ce choix présente deux avantages. Premièrement, les principaux composants du procédé, notamment le gazogène, les échangeurs de chaleur et les systèmes d'épuration, sont plus petits, étant donné qu'il n'est pas nécessaire de traiter les importants volumes d'azote (80 pour cent) présents dans l'air. Deuxièmement, le pouvoir calorifique du gaz produit est plus proche de celui du gaz naturel, et les modifications à apporter à la turbine à gaz sont donc moins importantes. Ce système a l'inconvénient de nécessiter une installation spécifique de production cryogénique d'oxygène. La gazéification intégrée à l'air a été considérablement travaillée, mais peu de centrales anciennes ou en exploitation l'utilisent. Plusieurs types de gazogènes ont été développés : à lit entraîné, à lit fluidisé et à lit fixe. Jusqu'à présent, les gazogènes à lit entraîné, qui emploient généralement de l'oxygène, sont les plus employés dans les centrales à GCCI.

Le gaz combustible propre produit dans l'usine à gazéification est brûlé dans un cycle combiné de configuration généralement standard. Il existe une variété de solutions pour intégrer le cycle combiné et le gazogène en jouant sur les échanges entre les flux de vapeur et d'air ; le rendement thermique s'en trouve généralement amélioré, au prix toutefois d'une plus grande complexité des procédés et de l'exploitation. Les progrès réalisés dans le domaine des turbines à gaz devraient améliorer parallèlement le rendement et la rentabilité des centrales à GCCI.

Autres types de centrales au charbon

Aucune estimation de coût n'a été présentée dans ce rapport concernant d'autres types de centrales au charbon.

Centrales électriques au gaz

Caractéristiques fondamentales des installations

Toutes les centrales électriques au gaz présentées dans cette étude (à l'exception d'une centrale à chaudière à gaz et d'une centrale à pile à combustible) utilisent des cycles combinés à turbines à gaz. Ces turbines, également appelées turbines à combustion, sont à l'origine des moteurs d'avion mis au point au cours de la Deuxième guerre mondiale. Les gaz à l'échappement du moteur sont suffisamment chauds pour servir à produire de la vapeur qui sera ensuite utilisée pour la production d'électricité dans une turbine à vapeur. On parle de turbine à gaz en cycle combiné lorsque l'on associe une turbine à gaz à une turbine à vapeur. Au cours des années 80, la technologie des turbines à gaz a largement bénéficié du développement des moteurs des avions militaires, ainsi que la disponibilité accrue de gaz et de la libéralisation des marchés du gaz dans de nombreux pays. Actuellement, les centrales à turbine à gaz en cycle combiné présentent des rendements thermiques de 50 à 55 pour cent.

Par rapport aux autres systèmes de production d'électricité, le rendement des turbines à gaz dépend plus de la température ambiante. Lorsque la température de l'air ambiant augmente, la production de la centrale diminue car le flux massique passant dans la turbine est lui-même réduit. Comme pour les autres types de centrales, les rendements maximaux sont généralement supérieurs au rendement annuel moyen. Cette différence résulte des variations des conditions ambiantes et du fonctionnement de l'installation dans des conditions différentes de l'allure nominale.

En règle générale, les chaudières de récupération utilisent deux niveaux de pression de vapeur, de façon à maximiser la récupération de la chaleur sur l'échappement de la turbine à gaz. Les chaudières équipées de turbines avancées peuvent tirer parti des températures plus élevées des gaz d'échappement en utilisant trois niveaux de pression de la vapeur.

Les turbines à gaz sont des dispositifs compacts fabriqués en série. Les chaudières utilisées pour récupérer la chaleur en aval de la turbine et les turbines à vapeur sont aussi des systèmes relativement standard. L'utilisation d'équipements standard permet aux constructeurs de vendre des centrales électriques modulaires dont les coûts de conception et de construction restent limités.

Dispositifs antipollution

Normalement, le gaz naturel contient peu ou pas de soufre, ce qui rend inutile l'installation de systèmes de désulfuration des fumées. Toutefois, à l'instar des centrales au charbon, les installations au gaz produisent des oxydes d'azote pendant la combustion. Les brûleurs bas NO_x , qui permettent de réduire en partie la production de NO_x dans la chambre de combustion de la turbine à gaz, équipent désormais pratiquement toutes les nouvelles turbines. L'injection de vapeur ou d'eau dans la chambre de combustion permet également d'abaisser la production de NO_x . Toutefois, comme cette technique à un moindre rendement thermique, peu d'installations récentes l'emploient. Dans les régions où les

émissions de NO_x sont sévèrement réglementées, des mesures complémentaires s'imposent généralement. Dans ce contexte, des dispositifs de dépollution aval peuvent être employés, notamment des systèmes de réduction catalytique sélective.

Centrales à turbines à gaz avancées

Les turbines à gaz avancées actuellement en phase de développement (les modèles « G ») offriront des rendements proches de 60 pour cent, grâce à des températures de combustion élevées, au refroidissement par vapeur des aubes de la turbine et à des cycles vapeur plus complexes. Un certain nombre de cycles avancés de production d'électricité utilisant des turbines à gaz sont actuellement en phase de développement ou de démonstration : cycles HAT et CHAT (turbine à air humide et injection d'air humide en cascade) ; cycles avec resurchauffe et refroidissement intermédiaire ; cycle STIG (turbine à gaz avec injection de vapeur), cycle Kalina (cycle eau/ammoniac) ; et récupération thermochimique de la chaleur sur l'échappement. Leur objectif est de maximiser le rendement du cycle vapeur ou d'intégrer plus étroitement les cycles gaz et vapeur.

Piles à combustible

Les piles à combustible transforment l'hydrogène, les hydrocarbures légers ou le monoxyde de carbone directement en électricité par une réaction thermochimique produite à l'intérieur d'une « cellule » dépourvue de pièce mobile. Dans la plupart des types de piles, le gaz naturel doit être transformé, dans un reformeur, en un mélange riche en hydrogène. Dans la cellule, l'hydrogène réagit au contact de l'oxygène de l'air pour produire de la vapeur d'eau et de l'électricité sous forme de courant continu. Dans certains types de piles, le gaz d'échappement est suffisamment chaud pour alimenter un cycle vapeur ou tout autre système de récupération de chaleur. Un onduleur est nécessaire pour convertir le courant continu en courant alternatif utilisable dans les réseaux électriques classiques. Par rapport à une combustion normale, la réaction thermochimique du combustible produit très peu de NO_x . La dénitrification aval ne paraît donc pas s'imposer.

Il existe plusieurs types de piles à combustible, mais tous comprennent une anode, une cathode et un électrolyte entre les deux. Les piles à combustible à carbonates fondus et à acide phosphorique utilisent des électrolytes liquides, alors que les piles à combustible à oxydes solides emploient l'oxyde de zirconium comme électrolyte solide haute température. Les températures de fonctionnement varient selon le type de pile, de 80 degrés Celsius pour les piles à combustible alcalines à 1 000 degrés pour les piles à combustible à oxydes solides. Il semble que les piles les mieux adaptées à la production d'électricité en base soient les piles à combustible à carbonates fondus (dont le coût est évalué dans la présente étude) et les piles à oxydes solides (Hirschenhofer et McClelland, 1995).

Pour l'heure, il n'existe pas de grand système industriel à piles à combustible qui soit capable de concurrencer les turbines à gaz ou les centrales au charbon. Les coûts d'investissement élevés restent le principal inconvénient des piles à combustible actuelles. En principe, une pile à combustible pourrait être alimentée en gaz combustible dérivé du charbon au lieu de gaz naturel. Une installation combinant une unité de gazéification du charbon et une pile à combustible aurait un rendement global de 60 pour cent, mais les coûts d'investissement sont encore prohibitifs.

Centrales nucléaires

Les centrales nucléaires pour lesquelles des estimations de coûts sont présentées dans cette étude sont équipées de réacteurs à eau ordinaire (LWR) ou de réacteurs à eau lourde sous pression (HWR). La catégorie des LWR comprend des réacteurs à eau pressurisée (PWR) et des réacteurs à eau bouillante (BWR). Les centrales examinées dans ce rapport sont dotées de certains systèmes avancés ou évolutifs, mais appartiennent toutes à la catégorie A (c'est-à-dire qu'elles sont disponibles sur le marché), à l'exception des modèles américain et du PWR standardisé sur le modèle brésilien. Aucune estimation de coûts n'a été donnée pour les autres types de réacteurs, tels que les réacteurs à haute température refroidis par gaz ou à métal liquide.

À l'heure actuelle, les réacteurs à eau ordinaire représentent plus de 85 pour cent de la puissance nucléaire exploitée dans le monde (environ 64 pour cent pour les PWR et 22 pour cent pour les BWR) et près de 80 pour cent de la puissance installée des tranches en construction. Les HWR représentent environ 5 pour cent de la puissance installée mondiale et près de 15 pour cent de la puissance des centrales en chantier.

Caractéristiques fondamentales des installations

On distingue les différents types de réacteur par le modérateur et par le fluide caloporteur employés qui, à leur tour, déterminent le type de combustible utilisé. Les réacteurs à eau sous pression (PWR) et à eau bouillante (BWR) utilisent de l'eau ordinaire comme modérateur et comme réfrigérant. Dans les PWR, l'eau est maintenue à l'état liquide par une pression élevée, alors qu'elle bout dans le cœur des BWR. Dans les deux cas, la chaleur récupérée au niveau du cœur sert à produire de la vapeur qui actionne alors un groupe classique turbogénérateur.

Dans les centrales existantes, les conditions de vapeur sont le plus souvent limitées par rapport aux centrales à combustibles fossiles. Dans les PWR, la température de la vapeur est généralement inférieure à 350°C, contre 540°C dans les chaudières sous-critiques à combustibles fossiles. Ces conditions de vapeur moins sévères dans les centrales nucléaires répondent à un souci de réduire au minimum les coûts d'investissement, notamment concernant les parties sous pression du réacteur, sans sacrifier le rendement d'utilisation du combustible. Le rendement thermique des centrales en activité est généralement de l'ordre de 30 à 33 pour cent.

Pour maintenir la réaction en chaîne malgré l'absorption des neutrons par le modérateur, il faut employer dans ces deux types de réacteurs de l'uranium enrichi (qui contient plus d'uranium-235, l'isotope fissile, que l'uranium naturel). Les réacteurs à eau ordinaire (LWR) de la génération actuelle utilisent un combustible enrichi à quelque 3-5 pour cent en U-235, alors que l'uranium naturel contient 0.7 pour cent d'uranium-235. En outre, les LWR peuvent également utiliser des combustibles contenant des matières recyclées (plutonium et uranium), obtenues par retraitement du combustible irradié. Dans les HWR, l'eau lourde (oxyde de deutérium) sert à la fois de réfrigérant et de modérateur. Cette solution permet d'utiliser l'uranium naturel comme combustible. L'emploi de tubes de force au lieu d'une seule grande cuve sous pression contenant le cœur facilite le rechargement du combustible pendant l'exploitation.

Concernant les LWR, les principales activités de la partie amont du cycle du combustible (avant le chargement du combustible dans le réacteur) sont les suivantes : extraction et traitement du minerai d'uranium ; conversion ; enrichissement ; et fabrication du combustible. Pour les HWR, la phase d'enrichissement n'est pas nécessaire. Étant donné que celle-ci représente environ 40 pour cent du

coût actualisé de l'amont du cycle du combustible (AEN, 1994), les coûts du cycle du combustible sont moindres pour les RELP que pour les REO. Pour la partie aval du cycle du combustible (après déchargement du combustible irradié du réacteur), deux solutions peuvent être envisagées : évacuation directe du combustible irradié ou retraitement. Dans le premier cas, le combustible irradié est conditionné, à l'issue d'une période de refroidissement, sous une forme adaptée au stockage dans un dépôt de déchets de haute activité. Dans le second, le combustible irradié est retraité de façon à séparer les matières (plutonium et uranium) pouvant être réutilisées des produits de fissions résiduels. Ces derniers sont alors conditionnés, après une période d'entreposage où ils se refroidissent, puis stockés dans un dépôt de déchets de haute activité. Du point de vue du coût global, la différence entre ces deux options (cycle ouvert ou recyclage) est minime (AEN, 1994). Quels que soient le type de réacteur et le cycle du combustible retenus, les déchets radioactifs produits à chaque étape du cycle sont triés et conditionnés en fonction de leur niveau d'activité avant d'être évacués.

La plupart des pays ont communiqué des estimations de coûts de production correspondant au cycle ouvert, c'est-à-dire avec évacuation directe du combustible irradié. Trois pays, la France, le Japon et la Chine (pour des REP), ont fourni des estimations de coûts portant sur le cycle fermé, c'est-à-dire avec retraitement du combustible irradié et recyclage des matières fissiles.

Réacteurs avancés

Les modèles et concepts de réacteurs nucléaires avancés mettent l'accent sur l'amélioration de la fiabilité, des performances économiques et de la sûreté (Juhn, 1997). Les améliorations de la conception ont été essentiellement apportées de manière évolutive, c'est-à-dire par une succession de petites modifications destinées à intégrer des éléments de conception éprouvés ainsi que les progrès de la technologie, y compris dans d'autres domaines que le nucléaire tels que les contrôles et l'instrumentation.

Plusieurs centrales nucléaires récemment mises en service intègrent déjà quelques innovations majeures des réacteurs avancés. On peut citer par exemple, les tranches 6 et 7 de Kashiwasaki Kariwa, soit les deux premiers réacteurs avancés à eau bouillante de 1 315 MWe mis en service en 1996 et 1997 au Japon, et les réacteurs du palier N4 de 1 400 MWe de Chooz B1, B2 et Civaux 1, en France. La plupart des tranches pour lesquelles des estimations de coûts ont été communiquées dans le cadre de cette étude appartiennent à la catégorie des réacteurs avancés.

Les réacteurs avancés à eau ordinaire actuellement en cours de développement sont des tranches de grande puissance (1 200 à 1 300 MWe) ou de moyenne puissance (autour de 600 MWe) dotées de systèmes à sûreté passive et à sûreté intrinsèque. D'importants programmes de développement de REO avancés ont été lancés au milieu des années 80 aux États-Unis ; ils portent sur des REP et des REB de moyenne à grande puissance. Deux modèles évolutifs de réacteurs de grande puissance, le System 80+ et le réacteur avancé à eau bouillante, ont été certifiés par la Nuclear Regulatory Commission des États-Unis en 1997. L'AP600 est actuellement examiné par la NRC, et sa conception devrait être approuvée en 1998. En Europe, la France et l'Allemagne travaillent en collaboration au développement d'un REP avancé de 1 500 MWe, l'European Pressurized Reactor (EPR), doté de systèmes de sûreté plus performants conformes aux prescriptions des autorités de sûreté françaises et allemandes. D'autres pays de l'OCDE et hors OCDE, tels que la Finlande, le Japon, la Corée, la Chine et la Russie, développent aussi des réacteurs avancés à eau ordinaire. Enfin, le Canada et l'Inde mettent actuellement au point des modèles évolutifs de réacteurs avancés à eau lourde.

Le développement de tous les réacteurs avancés vise à renforcer la compétitivité des centrales nucléaires par rapport aux centrales à combustibles fossiles, notamment les centrales au gaz, tout en conservant des niveaux de sûreté élevés. Compte tenu de la structure des coûts de l'électricité nucléaire, les concepteurs ont essentiellement cherché à abaisser les coûts d'investissement. Plusieurs options permettent de diminuer sensiblement ces coûts : standardisation, construction de plusieurs tranches sur un même site, commandes en séries, réduction des délais de construction et amélioration de la gestion des projets (AEN, 1990). L'exemple du palier REP 2000 en France illustre bien les avantages de la standardisation et des commandes en séries, puisqu'elle aurait permis, selon les estimations, de réaliser une économie de 20 pour cent sur les coûts d'investissement (Bacher, 1995). Ces deux solutions apportent en outre certains avantages économiques tels qu'une réduction des dépenses de formation du personnel et de stockage des pièces de rechange.

La réduction des délais de construction permet de diminuer les intérêts pendant la construction, qui représentent une part importante des coûts d'investissement des centrales nucléaires. Des progrès ont déjà été réalisés dans ce domaine ; par exemple, les centrales récemment mises en service au Japon et en Corée ont été construites en quatre ou cinq ans. En outre, les réacteurs avancés sont conçus pour durer plus longtemps (50 à 60 ans). En allongeant la durée d'exploitation, on fait baisser les coûts actualisés de production d'électricité (tableaux 21 et 22).

La simplification est l'un des maîtres mots de la conception des réacteurs avancés, puisque l'utilisation d'éléments de chaudière moins complexe permet à la fois de réduire les coûts, de faciliter l'exploitation et l'entretien, et d'améliorer la sûreté. On s'efforce de concevoir aujourd'hui des modèles de réacteurs plus compacts et de configuration plus simple, de réduire la taille des bâtiments et des structures ainsi que le nombre de vannes, de pompes et de tuyauteries importantes pour la sûreté, et de simplifier les turbines à vapeur.

Mieux utiliser le combustible est un autre moyen de diminuer les coûts. Dans la conception des réacteurs avancés, on cherche à mieux exploiter l'énergie du combustible (augmentation du taux de combustion) et à abaisser le coût total de fabrication du combustible ainsi que les autres éléments du coût qui sont liés au volume de combustible manipulé.

Autres technologies

Les comparaisons de coûts présentées dans cette étude ne recouvrent très peu de combinaisons combustible/technologie en dehors de celles présentées dans les sections précédentes. Il s'agit des chaudières brûlant un autre combustible que le charbon, de la gazéification de la biomasse et des éoliennes.

Gazéification et chaudières brûlant un combustible autre que le charbon

Les chaudières alimentées en fioul ou en biomasse sont prises en compte dans cette étude. Les technologies de base employées sont les mêmes que pour les chaudières à charbon décrites ci-avant. Toutefois, dans le détail, la conception de la chaudière et les installations auxiliaires varient selon le combustible utilisé. Par exemple, les différentes caractéristiques de la combustion ont une incidence sur le transfert de la chaleur par rayonnement dans la chambre de combustion. De même, les modèles de récupérateurs de chaleur sur les fumées varient nettement en fonction de la composition et de la teneur en cendres des fumées. Selon la teneur en soufre et les caractéristiques de combustion du combustible, la désulfuration et la dénitrification des fumées peuvent être nécessaires. Dans les

centrales au fioul caractérisées par une faible teneur en cendres, l'élimination des suies et des cendres s'impose bien moins que dans les centrales au charbon. La désulfuration et la dénitrification des fumées sont généralement obligatoires pour les nouvelles centrales au fioul fonctionnant en base.

Par rapport aux combustibles fossiles, la biomasse se caractérise par une grande hétérogénéité et une teneur en eau élevée. De ce fait, la combustion en lit fluidisé est une technologie efficace pour ce combustible. Par ailleurs, la biomasse peut alimenter des centrales à gazéification intégrée à un cycle combiné dont le principe de fonctionnement s'apparente à celui des cycles combinés avec gazéification du charbon. Le choix du gazogène dépend dans une large mesure des caractéristiques de la biomasse, mais les gazogènes en lit fluidisé conviennent très bien, comme pour la simple combustion de biomasse. En raison de la quantité limitée de biomasse normalement disponible dans un périmètre donné autour de la centrale, la taille économiquement idéale des centrales alimentées en biomasse est inférieure à celle des centrales à combustibles fossiles. Au-delà d'une certaine distance, le coût du transport de la biomasse (dont la teneur en eau est élevée) devient excessif.

Éoliennes

L'énergie éolienne est l'une des sources d'énergie renouvelable qui connaît l'essor le plus rapide dans les pays Membres de l'OCDE. Entre 1990 et 1995, la production d'électricité éolienne a augmenté de plus de 70 pour cent en moyenne par an dans les pays membres de l'AIE, la progression étant encore plus marquée en Allemagne, au Royaume-Uni et en Espagne. Cette progression a été rendue possible par la baisse des coûts de l'énergie éolienne qui a coïncidé avec des mesures publiques en sa faveur.

Ces dernières années, le parc des éoliennes installées a connu une rapide évolution technologique. La configuration la plus courante est celle de l'aérogénérateur à axe horizontal, équipé de deux ou trois pales, d'un système d'engrenages et d'un alternateur montés au sommet d'une tour. La puissance unitaire des installations fabriquées en série a régulièrement augmenté, avec l'expérience acquise en matière de conception et d'exploitation. Par exemple, la société Zond Corporation (États-Unis) indique que la puissance des éoliennes a été multipliée par 30 entre 1981 et 1997, passant de 25 kW à 750 kW, alors que les coûts ont dans le même temps été multipliés par neuf seulement. Au Danemark, la puissance moyenne des éoliennes installées est passée de 31 kW en 1983 à 350 kW en 1995. Les économies d'échelle réalisables au niveau de la conception des éoliennes permettent en effet de construire des éoliennes de plus grande taille.

Le poids des équipements montés sur la tour est une composante importante du coût des éoliennes. L'utilisation de systèmes plus légers permet de réduire le coût des tours puisque la charge nominale est moindre. En outre, la tendance est aux systèmes plus simples comportant moins de pièces, donc plus fiables. Sous l'effet combiné des améliorations de la conception et du retour d'expérience, les coûts d'investissement ont diminué de 50 pour cent et les coûts de production d'électricité de 66 pour cent par rapport à ce qu'ils étaient au début des années 80.

RÉFÉRENCES

- BACHER, P., (1995), *REP 2000, The Next Generation of EDF's Nuclear Reactors*, Power Technology International, Autumn 1995, pp 79-82.
- COUCH, G., (1997), *OECD Coal-Fired Power Generation – Trends in the 1990s*. Report IEAPER/33, IEA Coal Research, London, UK.
- GLASSTONE, S. and SESONSKE, A., (1994), *Nuclear Reactor Engineering*, 4th ed. Chapman and Hall, New York, USA.
- HIRSCHENHOFER, J.H. and McCLELLAND, R.H., (1995), *The Coming of Age of Fuel Cells*, Mechanical Engineering, October 1995, American Society of Mechanical Engineers, New York, USA, pp. 84–88.
- IEA (1997), *Coal Information*, (1996), International Energy Agency, Paris, France.
- JUHN, P.-E., KUPITZ, J, and CLEVELAND, J., (1997), *Advanced Nuclear Power Plants: Highlights of Global Development*, IAEA Bulletin, vol. 39, no. 2. International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria.
- KEHLHOFER, R., (1991), *Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants*, Fairmont Press, Lilburn, Georgia, USA.
- OCDE/AEN (Agence pour l'énergie nucléaire), (1990), *Means To Reduce the Capital Costs of Nuclear Power Stations – A Report by an Expert Group*, Paris, France.
- OCDE/AEN (Agence pour l'énergie nucléaire), (1994), *Les aspects économiques du cycle du combustible*, Paris, France.
- SCHULTZ, T., (1992), *Steam – Its Generation and Use*, Babcock & Wilcox, Barberton, Ohio, USA.
- SORENSEN, H.A., (1983), *Energy Conversion Systems*, John Wiley and Sons, New York, USA.
- SOD, H.N., and FUKASAWA, K., (1996), *Developments in NO_x Abatement and Control*, IEACR/89. IEA Coal Research, London, UK.
- SOD, H.N., and TAKESHITA, M., (1994), *FGD Handbook*, 2nd ed., IEACR/65, IEA Coal Research, London, UK.
- TAKESHITA, M., (1995), *Air Pollution Control Costs for Coal-Fired Power Stations*, IEAPER/17, IEA Coal Research, London, UK.

PRODUCTION COMBINÉE DE CHALEUR ET D'ÉLECTRICITÉ

La production combinée de chaleur et d'électricité (ou cogénération) a déjà fait l'objet d'une évaluation dans les précédentes études des coûts de production de l'électricité (1989, 1992). La technologie, les combustibles, les aspects économiques, l'analyse technique et la méthodologie y ont été décrits dans une présentation générale de la cogénération. La présente annexe s'intéresse en priorité aux développements intervenus depuis l'étude de 1992. On traitera essentiellement de la prise de conscience de l'importance du rendement énergétique et de l'utilisation efficace des ressources, de l'impact sur l'environnement (et les coûts) de la production combinée de chaleur et d'électricité, du coût des politiques énergétiques, et de l'incidence de la libéralisation du marché de l'électricité sur la cogénération.

L'évolution des facteurs ayant une incidence sur les coûts de production de l'électricité (en dehors des aspects technologiques) fera l'objet d'autres annexes de cette étude. Au moment où l'on décide de réaliser un investissement, les prévisions que l'on fait concernant l'évolution des coûts – estimations des prix des combustibles, des limites d'émission (CO₂, SO₂, NO_x), de la sécurité de l'approvisionnement et des incidences de la réglementation sur les centrales (taxes, subventions, quotas d'émissions, etc.) – sont déterminantes.

Dans cette annexe, on distingue différents types de production combinée de chaleur et d'électricité : cogénération à petite échelle, à grande échelle et industrielle. L'objectif est de replacer dans une perspective très large l'impact de la production combinée de chaleur et d'électricité sur les coûts de production de l'électricité, la question des coûts de la cogénération ayant été étudiée en détail dans les études précédentes.

Considérations économiques

La production d'électricité dans des centrales thermiques rejette inévitablement de la chaleur dans l'environnement. Cet effet secondaire peut être soit neutralisé par un dispositif de refroidissement, soit utilisé comme source d'énergie « supplémentaire ». À l'inverse, la production de chaleur pour le chauffage urbain, les processus industriels et les serres offre la possibilité de produire simultanément de l'électricité et, partant, d'améliorer le rendement énergétique par rapport à des systèmes séparés. La rentabilité économique de la production combinée de chaleur et d'électricité dépend de facteurs propres au site.

La production combinée de chaleur et d'électricité, par opposition à la production séparée des deux formes d'énergie, est synonyme d'utilisation plus efficace de l'énergie et des ressources et peut, en outre, présenter un avantage économique (si l'on considère les coûts de production directs). Par exemple, le Danemark a enregistré une amélioration de l'efficacité de son système électrique de près de 15 pour cent au cours des 20 dernières années, qui est due essentiellement à la contribution plus

forte de la cogénération. En règle générale, la production combinée de chaleur et d'électricité permet des économies de combustible de 30 pour par rapport à la production séparée¹. Dans le cadre de l'évaluation de l'impact de la cogénération sur les coûts de production de l'électricité, la question de la répartition de cet avantage entre chacun des produits (chaleur et électricité) est essentielle. En effet, cette répartition dépend dans une large mesure du produit qui est considéré comme le produit principal (l'électricité ou la chaleur).

Les méthodes de répartition des coûts décrites dans les précédentes études des coûts de production de l'électricité partent du principe que la production d'électricité est assurée par un système centralisé et celle de chaleur par un système décentralisé. Dans l'étude de 1992 (annexe 7), on distingue deux méthodes « extrêmes ».

1. L'électricité est considérée comme le produit principal : seuls les coûts au-delà de la production d'électricité en mode condensation sont imputés à la production de chaleur. Avec cette méthode, la totalité de l'avantage de la production combinée sur le plan des coûts est attribuée à la production de chaleur.
2. La chaleur est considérée comme le produit principal : seuls les coûts payés en dehors de la seule production de chaleur sont imputés à la production d'électricité. Dans certaines conditions, cette méthode attribue la totalité de l'avantage de la production combinée sur le plan des coûts à la production d'électricité.

Il n'existe pas de formule « correcte » du point de vue thermodynamique pour répartir les coûts de production de la cogénération¹. Par conséquent, les estimations comportent nécessairement une hypothèse concernant les coûts de production de l'autre solution et l'on se pose la question suivante : « Si la chaleur était produite dans une chaudière séparée, quel serait son coût ? »².

Étant donné sa nature particulière, la production combinée de chaleur et d'électricité dépend dans une certaine mesure de la spécificité du site. Les coûts varient en fonction du niveau de température de la chaleur produite, du nombre de consommateurs de chaleur et de leur éloignement du point de production. La structure du chauffage urbain (fourniture collective ou individuelle)

-
1. Pour les besoins de cette étude, le représentant des Pays-Bas a procédé à une étude afin déterminer si l'analyse exergétique pourrait constituer une nouvelle méthode « objective » de répartition des avantages en termes de coûts. Cette approche n'ayant pas produit selon lui de résultats valables, elle n'est pas abordée dans cette annexe.
 2. Pour illustrer les deux méthodes de répartition des coûts, prenons l'exemple d'une centrale dont le rendement thermique de production d'électricité serait de 45 pour cent en mode condensation, de 38 pour cent en mode cogénération, et le rendement thermique de production de chaleur de 50 pour cent.

Avec la **méthode 1**, 84 pour cent (38/45) du coût du combustible sont imputés à la production d'électricité et 16 pour cent seulement à la production de chaleur. Le rendement de la production de chaleur pris en compte dans le calcul des coûts est alors de 280 pour cent. Ce rendement est uniquement utilisé dans la répartition des coûts ; il ne correspond en rien à un rendement thermodynamique classique. Avec cette méthode, on tient compte de la compensation de la perte de production, et l'avantage de la cogénération est attribué à la chaleur.

En revanche, si la **méthode 2** est appliquée, le coût du combustible est imputé en fonction de la production (principe du *pro rata*). Ainsi, 43 pour cent du coût du combustible sont attribués à l'électricité et 57 pour cent à la chaleur. Le rendement calculé de la production d'électricité atteint alors 88 pour cent, et la totalité de l'avantage de la cogénération revient à l'électricité.

détermine très largement les possibilités d'installer des centrales de cogénération importantes, mais aussi et de petite taille. D'autre part, la structure de l'industrie (les besoins de chaleur pour les procédés) a une incidence majeure sur l'importance de la cogénération industrielle².

La décision d'investir dans une centrale de cogénération, comme dans tout autre projet énergétique, résulte d'une évaluation économique complète. Dans le cas de la cogénération industrielle, l'expérience du Danemark et des Pays-Bas indique que le temps de retour de l'investissement est un facteur déterminant, et qu'il devient prohibitif au-delà de quatre à cinq ans. L'intensité énergétique propre à chaque industrie importe également beaucoup, tout comme l'avantage relatif que la cogénération peut apporter ; fondamentalement, celui-ci dépend de la part que représentent les coûts de l'énergie dans les dépenses totales de chaque industrie³.

Compte tenu de la plus grande valeur économique de l'électricité, les centrales de cogénération seront normalement conçues dans une optique de maximisation de la production d'électricité.

Mesures fiscales en faveur de la cogénération : l'expérience du Danemark

Au Danemark, l'électricité fournie au réseau par les petites centrales de cogénération (puissance comprise entre 0.5 et 100 MW) au gaz naturel bénéficie d'une aide de 0.10 couronne danoise (DKr) par kWh. Les centrales alimentées en biomasse ou en déchets bénéficient en plus d'une aide de 0.17 DKr/kWh. Une autre prime spécifique est accordée aux centrales de cogénération industrielle sous forme d'une aide à l'investissement versée par l'État qui représente jusqu'à 30 pour cent du coût d'investissement total.

Le Danemark n'applique pas de taxes sur les combustibles utilisés pour la production d'électricité. En revanche, une taxe est acquittée par le consommateur final. La prime de 0.10 DKr/kWh compense l'absence de taxe sur le CO₂ appliquée aux combustibles et favorise les investissements dans les centrales de cogénération qui, sinon, ne présenteraient pas d'avantages pour les investisseurs⁴.

Par ailleurs, la loi garantit aux propriétaires de petites centrales un prix minimum pour l'électricité fournie au réseau, qui tient compte des coûts d'équipement évités à long terme par la compagnie qui achète l'électricité. De plus, la cogénération bénéficie de fait d'une priorité pour dispatching. On modifie actuellement la législation pour y introduire explicitement cette priorité.

Coentreprises de promotion de la cogénération : l'expérience des Pays-Bas

Les périodes d'amortissement plus courtes dans l'industrie constituent le principal obstacle à la cogénération industrielle. Cependant, la création de coentreprises réunissant l'industrie et les

-
3. Par exemple, si la consommation d'énergie représente 5 pour cent des coûts de production d'une industrie, une économie de 30 pour cent (par exemple) sur les coûts de l'énergie aura un impact global de 1.5 pour cent seulement. Dans ces conditions, il n'est pas exclu qu'un investissement du même ordre réalisé en un autre point du procédé ait des répercussions plus importantes sur les coûts globaux.
 4. Le parlement a récemment décidé de baisser la prime à 0.07 DKr/kWh, y compris pour les centrales existantes, et d'imposer une durée maximale (correspondant au temps de retour de l'investissement). Toutefois, cette décision n'est pas encore entrée en vigueur ; elle doit encore être avalisée par la Commission des Communautés européennes.

compagnies d'électricité peut permettre de le surmonter. Si la production centralisée d'électricité et la cogénération bénéficient de conditions identiques (c'est-à-dire si les prix de l'électricité sont sur un pied d'égalité), aucune autre incitation n'est nécessaire.

À conditions égales, la comparaison des coûts de la production centralisée d'électricité et de la cogénération révèle des coûts plus faibles pour la production d'électricité par cogénération. La cogénération industrielle peut tout à fait concurrencer la production d'électricité en base, tandis que la cogénération locale est une option intéressante pour semi-base⁵.

La cogénération sur le marché ouvert de l'électricité : l'expérience de la Finlande

En raison des rigueurs du climat et de la forte intensité énergétique de l'industrie nationale, la part de la cogénération représente 34 pour cent de la production totale d'électricité en Finlande. Environ 13 TWh sont ainsi produits par des centrales de cogénération utilisées pour le chauffage urbain et 10 TWh dans des centrales de cogénération industrielle, soit un total de 23 TWh. Ces chiffres n'incluent pas l'électricité du cycle de condensation auxiliaire dans les chaufferies urbaines ni l'électricité produite par condensation de la chaleur de procédé. Dans les centrales de cogénération industrielle, les principaux combustibles utilisés sont des sources renouvelables (déchets de bois et liqueurs produites dans l'industrie des pâtes et papiers). Le potentiel inutilisé est très limité. En revanche, il serait possible d'accroître la capacité de production dans l'industrie des pâtes et papiers en remplaçant les anciennes unités de cogénération par de nouvelles offrant un meilleur rapport chaleur/force (par exemple, des centrales de cogénération à cycle combiné au gaz).

La capacité de cogénération existante de la Finlande a été créée sans aides publiques majeures. Il en découle que la cogénération est concurrentielle même sur un marché ouvert de l'électricité (voir tableaux sur les projections des coûts de production dans le présent rapport). En revanche, les coûts de production sont traditionnellement calculés selon une méthode qui prend en compte la chaleur comme le produit principal (voir note 2). En Finlande, la cogénération ne bénéficie pas de priorité pour le dispatching.

Comme au Danemark, aucune taxe n'est appliquée aux combustibles utilisés pour produire de l'électricité, et c'est le consommateur final qui paye la taxe. Une taxe calculée en fonction des émissions de CO₂ est prélevée sur la production de chaleur (dans les centrales de cogénération et comme les installations de production séparée de chaleur).

La cogénération dans l'Europe des Quinze : capacité existante et potentiel

Dans les pays européens, le pourcentage d'électricité produite par cogénération par rapport à la production d'électricité totale est relativement faible. Selon Eurostat, l'Europe des Douze produisait au total 205 TWh d'électricité par cogénération en 1994, soit 9 pour cent de la production d'électricité.

5. Il est difficile d'établir précisément la position de la cogénération d'après ses performances sur le marché, étant donné que le gouvernement poursuit une stratégie de promotion de la cogénération depuis l'adoption de la Loi sur l'électricité de 1989. Une aide à l'investissement de 17.5 pour cent et des obligations d'achat correspondant aux coûts évités ont été mises en place pour promouvoir le développement de la cogénération. L'aide a néanmoins été supprimée en 1995.

Certains facteurs expliquent cette situation. Tout d'abord, le coût d'installation de grands réseaux de distribution de chaleur constitue un obstacle économique majeur. Dans le cas des petites installations de cogénération (lorsqu'il existe déjà un réseau de chauffage urbain) et des centrales de cogénération industrielle, le problème ne se pose pas. En principe, le seul surcoût qu'elles supportent concerne le raccordement au réseau électrique. Par conséquent, ce sont principalement des installations industrielles de cogénération qui sont aujourd'hui créées en Europe.

Plusieurs études nationales et internationales sont consacrées aux perspectives de la cogénération. En juin 1997, l'Agence de l'énergie du Danemark a estimé le potentiel de la cogénération dans l'Europe des Quinze pour le groupe ad hoc sur le climat de l'Union européenne³. Dans son rapport, elle évalue le potentiel économique à court terme et le potentiel technique à long terme (jusqu'en 2020). Ce dernier est estimé à 900 TWh environ pour la totalité des quinze pays de l'Union européenne (tableau 1).

Selon cette étude danoise, ce sont la cogénération industrielle, les immeubles de grande taille qui créent leur propre unité de cogénération et les zones déjà desservies par le chauffage urbain qui présentent le meilleur potentiel économique, suivies des zones urbaines dépourvues de réseaux de chauffage urbain (46 pour cent). Au total, le potentiel de la cogénération représente 40 pour cent de la production d'électricité de 1994 (y compris les 9 pour cent déjà assurés par la cogénération) et se répartit de façon très inégale.⁶

Tableau 1. **Potentiel de la cogénération dans l'Europe des Quinze jusqu'en 2020 (TWh)⁴**

Pays	Installations industrielles de cogénération	Petites et grandes installations de cogénération	Potentiel technique total en 2020
Autriche	6	29	35
Belgique	9	27	36
Danemark	3	16	19
Finlande	15	12	27
France	37	56	93
Allemagne	69	302	371
Grèce	2	0	2
Irlande	2	3	5
Italie	29	10	39
Luxembourg	1	1	2
Pays-Bas	21	42	63
Royaume-Uni	32	96	128
Portugal	5	0	5
Espagne	19	0	19
Suède	21	39	60
Total Europe des Quinze	271	635	906

Compte tenu de l'absence d'estimations nationales reposant sur des postulats identiques, une méthodologie uniforme a été élaborée et appliquée pour l'étude dont est tiré le tableau. Par conséquent, les chiffres présentés ne reflètent pas nécessairement les estimations nationales.

6. Le Danemark et la Finlande ont déjà dépassé ce pourcentage. Au Danemark, la part de la cogénération dans la production totale d'électricité devrait atteindre 65 pour cent en 2005.

Rôle de la cogénération dans les politiques énergétiques

Le rapport European Cogeneration Review 1997⁴ contient des informations plus détaillées sur la part de la cogénération dans la production totale d'électricité de chacun des pays de l'Union européenne ainsi que les objectifs et stratégies de promotion de la cogénération et présente certains exemples de tarifs/prix. Il aborde également l'évaluation économique des projets de cogénération pour des investisseurs autres que les compagnies d'électricité.⁵

En 1997, la Commission des Communautés européennes a proposé aux États membres de l'Union de s'engager sur un objectif global de réduction des émissions de CO₂ de 15 pour cent en 2010 par rapport aux niveaux de 1990 sous réserve toutefois des résultats de la Conférence de Kyoto de décembre 1997 sur le changement climatique.

La cogénération pourrait contribuer efficacement à la réduction des émissions de CO₂. À supposer que les installations de cogénération se substituent aux centrales au charbon pour la production d'électricité, le volume de CO₂ émis par MWh d'électricité produite diminuerait de 0.4-0.9 tonne selon le combustible utilisé pour la cogénération. À lui seul, le programme danois en faveur de la cogénération devrait contribuer pour plus de la moitié à l'objectif national d'une réduction de 20 pour cent des émissions de CO₂ en 2005 (par rapport aux niveaux de 1988).

Si l'on considère le coût des mesures de réduction des émissions de CO₂, la cogénération promet d'être une méthode rentable pour réaliser les objectifs de réduction de la production de gaz à effet de serre fixés dans les politiques énergétiques. Dans ce contexte, il convient de comparer les coûts de la cogénération avec ceux des autres méthodes de réduction des émissions de CO₂, et pas uniquement avec les coûts de production de l'électricité.

Impact de la libéralisation du marché européen de l'électricité

La Directive du Conseil relative au marché intérieur de l'électricité a été approuvée en décembre 1996. D'ici février 1999, la plupart des États membres de l'Union européenne devront avoir inscrit cette directive dans leur législation nationale. Certaines dispositions revêtent une importance majeure au regard de la cogénération, notamment celles concernant la production prioritaire et la possibilité de considérer la cogénération comme une « obligation de service public ». ⁶ À l'heure actuelle, le degré de libéralisation du marché de l'électricité varie selon les pays de l'Union européenne. En conséquence, la place de la cogénération dans leur portefeuille d'énergies reste à déterminer.

Cela étant, la plupart des pays européens présentent une surcapacité de production d'électricité, qui s'explique par le fait que la position sur le marché des entreprises de service public ait été protégée pendant de nombreuses années. À court terme, il ne sera probablement pas nécessaire d'accroître la capacité, y compris par la création de centrales de cogénération. Pendant la période d'ajustement entre le marché et la capacité de production, cette situation risque de compromettre l'investissement dans la cogénération, notamment là où il n'existe aucun réseau de distribution de chaleur⁷.

7. L'évolution du prix spot de l'électricité sur les marchés déjà déréglementés du Royaume-Uni et de la Norvège ne confirme pas vraiment cette hypothèse. Cela étant, l'expérience est encore trop récente pour que l'on puisse en tirer des conclusions fiables concernant les évolutions futures.

Par conséquent, pour que la cogénération puisse jouer un rôle déterminant dans une stratégie de réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle de l'Union européenne, comme le souhaite, par exemple, l'Agence de l'énergie du Danemark⁷, l'Union européenne pourra être amenée à mettre en œuvre, à l'échelle de l'Union, des instruments en faveur de la cogénération.

Par ailleurs, dans des systèmes énergétiques comportant déjà des installations de cogénération, la déréglementation des marchés de l'électricité pose la question de l'affectation des coûts dans l'hypothèse où la fourniture de chaleur conserve un statut monopolistique. En effet, les compagnies d'électricité sont incitées à optimiser les recettes de la vente de chaleur pour renforcer la compétitivité des prix de l'électricité. Il faudra donc, par des dispositifs réglementaires, s'assurer que les consommateurs de chaleur ne paient pas davantage que la part qui leur revient. Néanmoins, la méthode de calcul des coûts et avantages ne risque pas de s'écarter du schéma présenté ci-dessus, et d'ailleurs rien ne permet de désigner une méthode « correcte » en la matière.

RÉFÉRENCES

1. SIMONSEN, A., and PEDERSEN, S.L., (1996), *Combined Heat and Power Makes Progress in Denmark*, Danish Energy Agency, Copenhagen, Denmark.
2. The Danish Utilities' Integrated Resource Plans, December 1995.
3. PEDERSEN, L., (1997), *CHP Potential in EU-15*, Danish Energy Agency, Copenhagen, Denmark.
4. The *European Cogeneration Review 1997*, undertaken by COGEN Europe with the support of the European Commission's SAVE program and published in May 1997. The *European Cogeneration Review 1997* also offers short overviews of each country's progress towards liberalisation of the gas and electricity markets.
5. VERBRUGGEN, A., DUFAIT N., and MARTENS, A., (1993), *Economic Evaluation of Independent CHP Projects*, Butterworth-Heinemann Ltd, CHP Series.
6. Ilex Associates (UK) with Rambøll (Denmark), (December 1996), *An Assessment of the Impact of Liberalisation of the European Electricity and Gas Markets on Cogeneration, Energy Efficiency, and the Environment*, a report to COGEN Europe.
7. HAMMAR, T., (May 1997), *CHP Programmes – Part of the Future EU Climate Strategy*, Danish Energy Agency.

PRIX DES COMBUSTIBLES

Les prévisions des coûts de production de l'électricité présentées dans ce rapport sont fortement dépendantes des projections des prix des combustibles retenues dans les calculs effectués par chaque pays. On part généralement de l'hypothèse que les prix des combustibles fossiles connaîtront, contrairement aux coûts d'exploitation et d'entretien, des périodes prolongées de hausse réelle. Ce postulat s'explique par les augmentations de prix abruptes observées sur les marchés de l'énergie suite aux chocs pétroliers des années 70, ainsi que par l'idée persistante que les ressources de gaz et d'énergie sont limitées et appelées à s'épuiser puisque la demande mondiale d'énergie augmente inexorablement. La présente annexe fait le point sur les évolutions récentes des prix des combustibles et leurs relations mutuelles et aborde la question de la fiabilité des prévisions dans ce domaine. En outre, on y trouvera les projections des prix des combustibles effectuées pour la présente étude et les études précédentes de l'AEN/AIE, ainsi que des projections provenant d'autres sources.

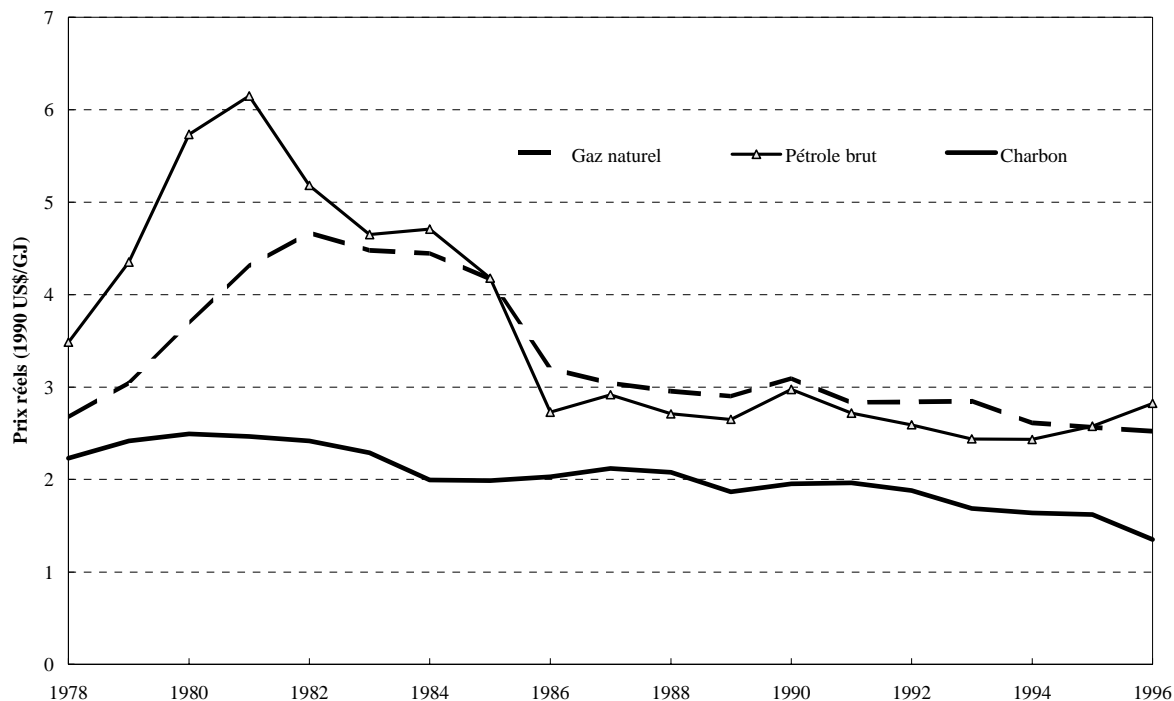
Relations entre les prix des énergies fossiles

La figure A5-1 présente les prix réels du charbon, du pétrole et du gaz naturel vendus aux centrales électriques depuis 1974 dans les pays Membres de l'OCDE. Ce graphique met en lumière plusieurs relations essentielles entre les prix des combustibles : un lien étroit entre les prix du fioul et ceux du gaz naturel, et un lien plus faible, qui tend à s'atténuer, entre les prix du fioul et ceux du charbon. L'escalade des prix lors des chocs pétroliers a touché les prix du pétrole, mais aussi ceux du gaz naturel. Comme les utilisations finales du gaz naturel et du pétrole sont souvent en concurrence directe que ce soit dans l'industrie ou le secteur électrique, il existe, du côté de la demande, une relation concurrentielle entre les prix de ces deux combustibles. En outre, sur de nombreux marchés, les prix du gaz étaient alignés dans les contrats sur ceux du pétrole brut ou du fioul. Par conséquent, les variations des prix des produits pétroliers se répercutaient sur les marchés du gaz naturel.

En revanche, l'impact de la hausse des prix du pétrole sur celui du charbon employé pour la production d'électricité s'est révélé plus faible. La demande de charbon a progressé lorsque des centrales électriques et utilisateurs industriels ont opté pour le charbon à la place du fioul lourd qui, avant les chocs pétroliers, était largement employé dans les centrales en base de certains régions. La hausse des prix du charbon intervenue dans les années 70 et au début des années 80 montre que les producteurs de charbon cher ont su obtenir les prix nécessaires au maintien de leur activité et à l'augmentation de la production (ACA, 1994). Néanmoins, l'offre de charbon s'est adaptée en quelques années à cette progression de la demande grâce aux investissements réalisés dans les capacités d'extraction et de transport, si bien que les prix ont commencé à fléchir bien avant le « contre-choc » pétrolier de 1986. Depuis 1982, les prix du charbon ont baissé en termes réels dans tous les pays de l'OCDE et, ces dix dernières années, se sont maintenus presque partout dans une fourchette de 10 à 15 pour cent autour du prix moyen.

Par ailleurs, l'évolution structurelle de la demande de combustibles des centrales électriques a affaibli la relation qui existait entre les prix du charbon et ceux du pétrole. Par rapport à la période précédant les chocs pétroliers, le recours au fioul a sensiblement régressé dans la production électrique en base et dans l'industrie. Du fait de l'augmentation continue de son prix par rapport à celui du charbon, le fioul a été utilisé essentiellement pour la production d'électricité en pointe et en semi-base. Aujourd'hui, le charbon est moins qu'auparavant un produit de remplacement du fioul. Aussi, en cas de hausse des prix du pétrole, l'abandon de ce combustible au profit du charbon ne concernerait qu'une proportion assez faible de la production totale. Toute variation future des prix du pétrole n'aurait qu'un effet minime sur la demande et le prix des combustibles pour les centrales en base.

Figure A5-1. **Prix réels des combustibles fossiles utilisés dans les centrales de l'OCDE**



Source : IEA, Energy Prices and Taxes (OECD, Paris)

De même, la libéralisation des marchés du charbon et du gaz naturel tend à atténuer les liens, du côté de l'offre, entre les prix de ces combustibles et ceux des produits pétroliers. Dans tous les pays de l'OCDE, les gouvernements accordent moins de subventions à la production nationale de charbon et autorisent les centrales électriques au charbon à choisir les fournisseurs pratiquant les meilleurs prix. De ce fait, les producteurs de charbon cher éprouvent plus de difficulté à imposer des hausses de prix aux consommateurs nationaux lorsque les prix des combustibles concurrents augmentent. Actuellement, la France, l'Allemagne, le Japon, l'Espagne, la Turquie et le Royaume-Uni réduisent tous leurs subventions à la production de charbon. Les marchés du gaz évoluent également vers plus de concurrence. Ainsi, les prix du gaz à la tête du puits ne sont plus contrôlés depuis 1978 aux États-Unis et 1985 au Canada, et le réseau nord-américain de transport du gaz a été restructuré afin de l'ouvrir à la concurrence. De son côté, l'Union européenne a élaboré une directive sur la libéralisation du marché du gaz qui instaurera une certaine concurrence. Enfin, au Japon et dans d'autres pays, on abandonne dans les contrats de fourniture de gaz naturel liquéfié les formules de calcul de prix indexées sur les prix du pétrole brut ou du fioul. Les prix contractuels prennent de plus en plus

souvent en compte les prix spot, les coûts d’approvisionnement et la valeur de l’utilisation finale d’énergie (prix « net back »).

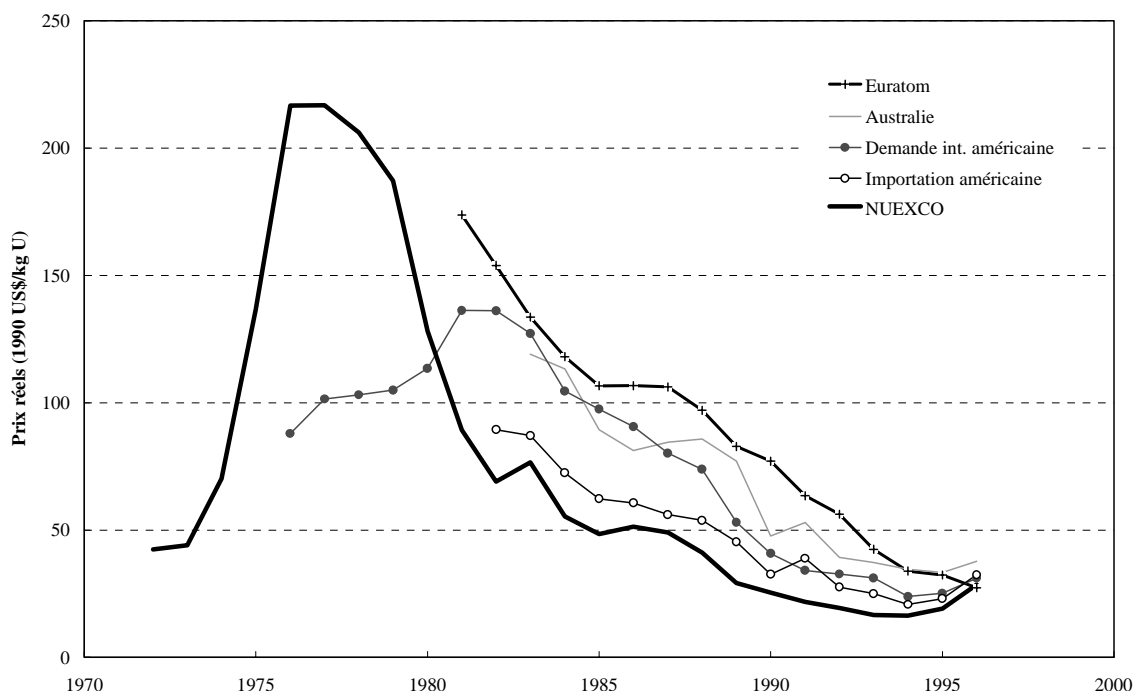
En résumé, les prix des combustibles fossiles susceptibles d’alimenter les centrales en base, à savoir le charbon et le gaz naturel, sont aujourd’hui moins étroitement liés à ceux du pétrole que par le passé, et cette tendance devrait se poursuivre. Par conséquent, les variations futures des prix du pétrole auront un effet moins important sur la concurrence entre les combustibles destinés aux centrales fonctionnant en base.

Prix de l’uranium et du combustible nucléaire

Les prix du combustible nucléaire livré aux centrales n’ont pas connu d’évolution analogue à ceux des combustibles fossiles. Si les prix de l’uranium étaient relativement élevés à la fin des années 70 et au début des années 80, ceux du combustible ont commencé à baisser bien avant le contre-choc pétrolier de 1986.

Établie sur la base d’un assortiment d’achats à long terme et sur le marché spot indiqués par plusieurs sources, la figure A5-2 montre les tendances des prix réels de l’uranium depuis les années 70. Après avoir varié du simple au double tout au long des années 80, les prix de l’uranium ont amorcé une convergence au cours des années 90. Les prix réels ont connu une baisse sensible, passant de 150 dollars des États-Unis par kilogramme d’uranium contenu en 1980 à environ 30 dollars en 1996 (en dollars de 1990). Cette convergence, doublée d’une baisse des prix sur les différents marchés, reflète une évolution progressive vers une plus grande intégration des marchés mondiaux de l’uranium et un essor des ventes sur le marché spot.

Figure A5-2. Prix réels de l’uranium dans la région OCDE, de 1972 à 1996



Source : AEN (1998).

Notes : Prix Euratom déflatés par l’indice du PIB OCDE Europe, autres prix déflatés par l’indice du PIB américain. Prix Euratom basés sur des contrats multi-annuels. Autres prix : moyenne de contrats multi-annuels et spot.

Contrairement aux coûts des combustibles fossiles, ceux du combustible nucléaire ne dépendent que peu de la matière première, en l'occurrence l'uranium. Le tableau A5-1 ventile les coûts du combustible nucléaire utilisé dans les réacteurs à eau sous pression et les CANDU. On s'aperçoit qu'un tiers seulement du coûts du combustible des réacteurs à eau sous pression, livré au producteur d'électricité, est imputable à l'uranium lui-même. Les deux tiers restants représentent les coûts de conversion, d'enrichissement et de fabrication du combustible, opérations généralement réalisées par des entités distinctes. Même dans le cas des réacteurs à eau lourde, pour lesquels la conversion et l'enrichissement ne sont pas nécessaires, l'uranium n'entre que pour moitié environ dans le prix du combustible livré. Les prix du combustible nucléaire s'écartent des modèles standard observés sur les marchés des produits de base.

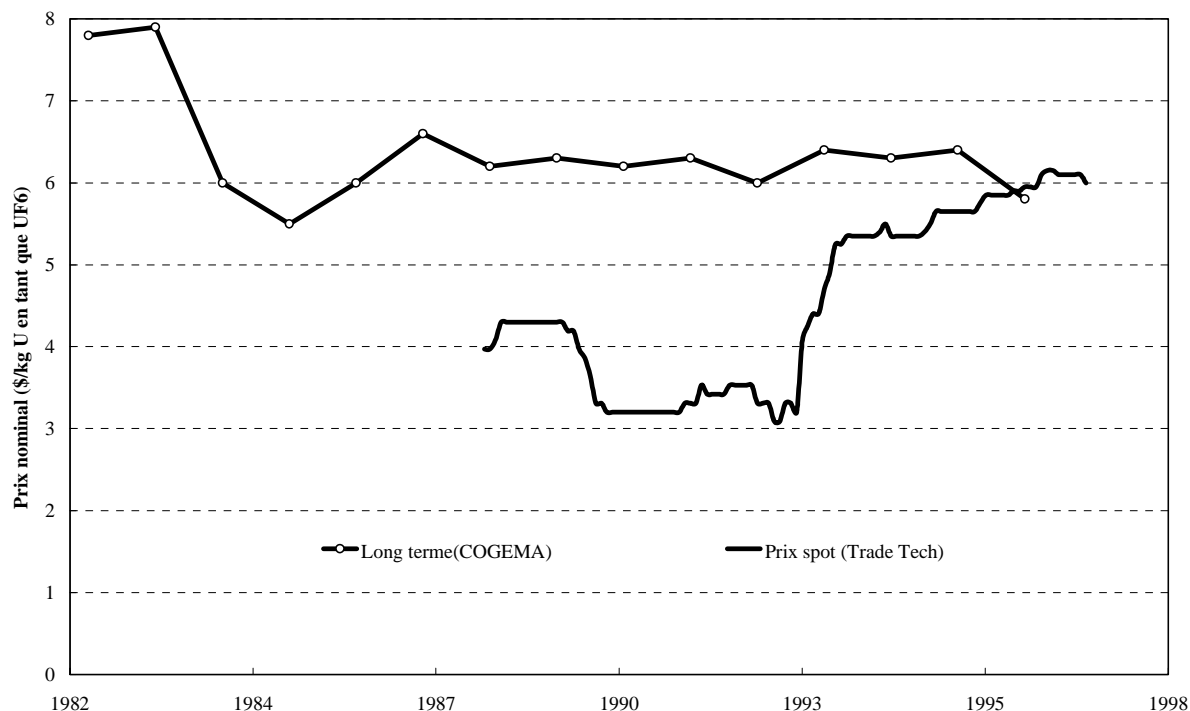
Tableau A5-1. **Ventilation des coûts actualisés du combustible nucléaire, Réacteurs à eau sous pression et CANDU**

	REP	CANDU
Uranium	35 %	54 %
Conversion	4 %	s.o.
Enrichissement	40 %	s.o.
Fabrication du combustible	21 %	46 %

Note : Les valeurs données pour les REP concernent le « cas de référence », établi pour un taux d'actualisation de 5 pour cent

Source : AEN, 1994.

Figure A5-3. **Prix spot et à long terme des services de conversion, 1982-1997**

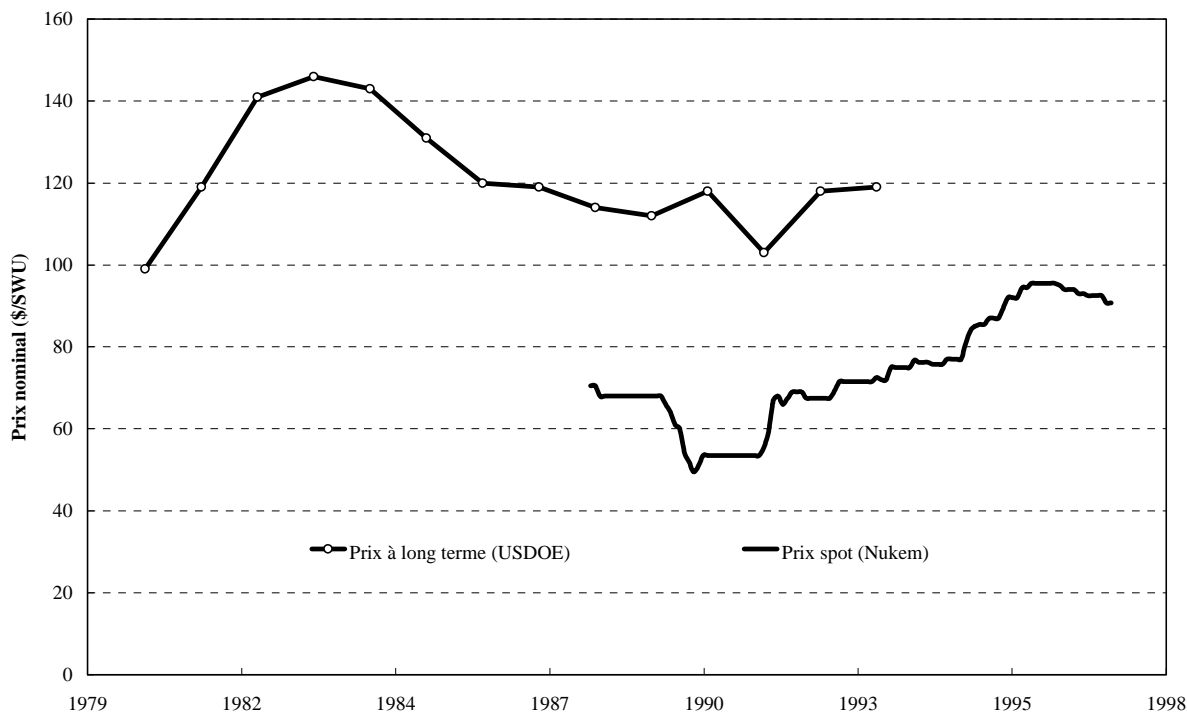


Sources : COGEMA (prix à long terme); Tradetech, 1997 (prix spot)

Note : SWU (« separative work unit ») unité de services d'enrichissement.

Les figures A5-3 et A5-4 illustrent les tendances des prix des services de conversion et d'enrichissement. Il convient de noter que ces prix ne constituent pas de véritables moyennes OCDE (contrairement à ceux de la figure A5-1), mais représentent des estimations nominales sur des marchés individuels, établies par différentes méthodes d'échantillonnage et de calcul des moyennes. Ces estimations donnent seulement une indication de l'évolution des prix des services liés au combustible nucléaire au cours des dernières années.

Figure A5-4. **Prix spot et à long terme des services d'enrichissement, 1980-1997**



Sources : Cogema (prix à long terme) calculé à partir de données sur l'énergie du USDOE Nukem, 1997 (spot prices).

Selon les chiffres fournis par la société française Cogema, prestataire de services dans le domaine des combustibles nucléaires, les prix des contrats à long terme de services de conversion sont restés jusqu'en 1995 environ à un niveau 1.5 à 2 fois supérieur à un prix spot indicatif. Avec la fermeture, en 1992, d'une grande usine américaine de conversion (Sequoyah), la surcapacité de conversion a quelque peu diminué, et les deux types de prix ont commencé à converger. Plus récemment, l'annonce de l'arrivée sur le marché d'uranium issu du démantèlement des armes nucléaires a provoqué une baisse des prix spot et à long terme (USDOE, 1996). Le marché de la conversion constitue aujourd'hui une composante relativement concurrentielle de la chaîne des services du cycle du combustible.

En ce qui concerne les services d'enrichissement, l'excédent de capacité exerce une pression à la baisse sur les prix contractuels, mais certaines incertitudes qui planent sur le marché de l'enrichissement ont provoqué une hausse des prix spot depuis 1991. La privatisation imminente de l'United States Enrichment Corporation (USEC), la concurrence accrue entre fournisseurs et l'arrivée des excédents d'uranium de qualité militaire ont toutes les chances d'entraîner un fléchissement des prix à moyen terme.

Le marché des services de fabrication du combustible n'est pas transparent, car ces services étaient jusqu'à présent fortement dépendants du constructeur de la centrale utilisant le combustible. Cependant, il apparaît que ce marché devient plus concurrentiel puisque les fournisseurs commencent à proposer des combustibles destinés à des systèmes qu'ils n'ont pas conçus.

Plusieurs aspects rendent difficile toute généralisation concernant les tendances futures sur les marchés du combustible nucléaire. Deux d'entre eux revêtent une importance particulière :

- les marchés du combustible nucléaire ne sont pas parfaitement concurrentiels et restent fortement influencés par des décisions politiques ;
- il existe un déséquilibre persistant entre la production et la consommation d'uranium.

Les marchés des services de fourniture d'uranium et de combustible nucléaire ne sont pas en général vraiment concurrentiels. Cette situation s'explique par le fait que certaines parties de la chaîne de fourniture du combustible nucléaire ont été, ou restent, entre les mains d'organismes d'État, par la forte influence des décisions politiques sur l'offre et les coûts, et par l'existence d'obstacles juridiques et techniques à l'émergence de marchés concurrentiels. Dès les débuts de l'énergie nucléaire, l'enrichissement de l'uranium a été le domaine réservé d'organismes d'État. Ainsi, il a fallu attendre 1979 pour assister, dans les pays de l'OCDE, à l'ouverture d'une grande usine d'enrichissement en dehors des États-Unis (l'usine de Tricastin en France). En outre, c'est seulement maintenant que l'on privatise le principal fournisseur, à savoir l'United States Enrichment Corporation. Dans le domaine de la politique, les États-Unis et l'Union européenne imposent des restrictions à la fourniture d'uranium et de services de conversion aux États de l'ex-Union soviétique. Par ailleurs, les États-Unis ont conclu un contrat d'achat d'uranium enrichi issu de stocks d'uranium hautement enrichi détenus par des États de l'ex-URSS. Enfin, les prévisions de la demande (à long terme) au sein de l'OCDE dépendent dans une très large mesure des décisions politiques qui seront prises concernant l'exploitation des centrales existantes et la construction de nouvelles centrales.

Le déséquilibre permanent entre l'offre et la demande sur le marché de l'uranium ajoute à l'incertitude qui plane sur l'évolution future des prix. En effet, jusqu'à la fin des années 80, le marché de l'uranium se caractérisait par un excédent de l'offre imputable essentiellement à la faiblesse du rythme de croissance de la production d'électricité nucléaire par rapport aux prévisions (AEN, 1998). Après 1990, la production totale mondiale d'uranium est tombée en dessous des besoins annuels, et, depuis 1992, les déstockages nets représentent au moins 20 000 tonnes d'uranium. L'absence d'équilibre à long terme complique donc les prévisions des prix du produit.

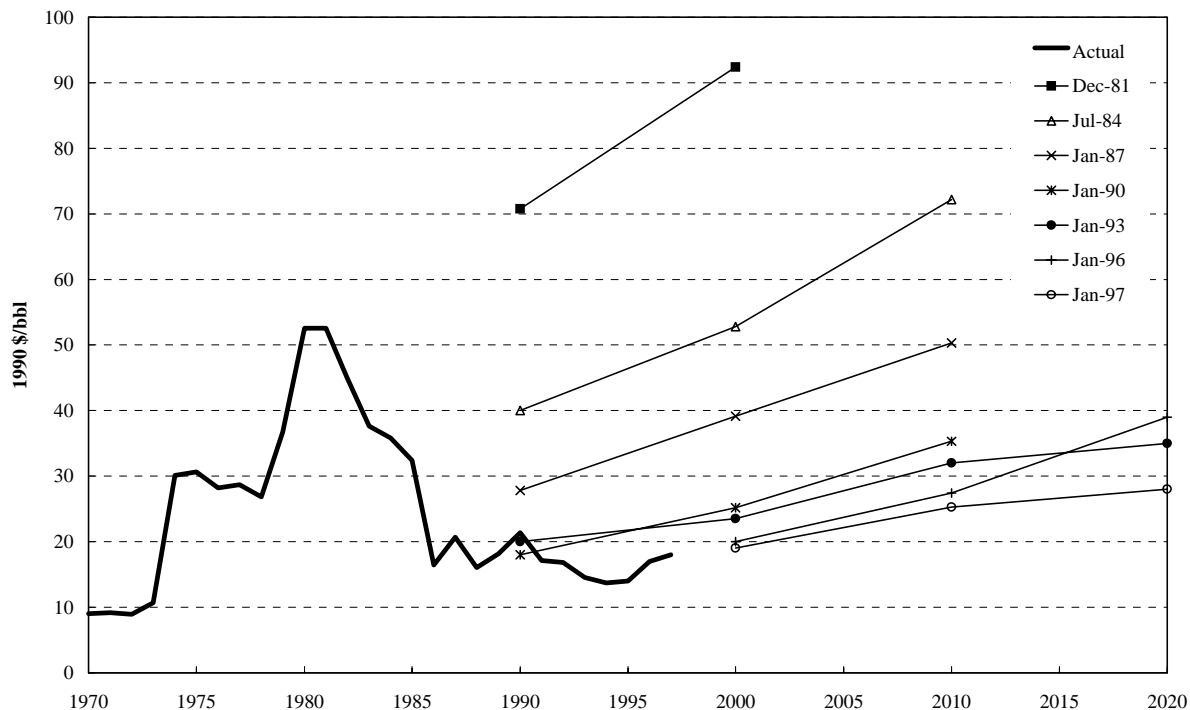
La tendance générale est à l'introduction ou l'élargissement de la concurrence à tous les niveaux de la chaîne du combustible nucléaire.

Difficultés rencontrées dans les projections des prix des combustibles

Les figures A5-5 et A5-6 présentent les prévisions successives des prix du pétrole établies par l'International Energy Workshop (Schrattenholzer, 1997) et les prévisions des prix du gaz aux États-Unis réalisées par le Department of Energy des États-Unis (AIE, 1995). Elles sont le fruit d'un consensus sur l'évolution des prix de l'énergie depuis les années 80. Les erreurs commises dans les prévisions des prix du pétrole et de l'énergie en général apparaissent clairement. Depuis les chocs pétroliers, l'opinion générale voulait que les prix de l'énergie progressent en termes réels par rapport aux prix d'alors (Streifel, 1995). Cette opinion a toujours cours aujourd'hui, mais les prévisions de la

progression des prix réels des combustibles font apparaître un tassement spectaculaire depuis les chocs pétroliers. Cette situation cadre d'ailleurs bien avec la profonde évolution des marchés de l'énergie, notamment l'exploitation de gisements de gaz et de pétrole dans des pays non membres de l'OPEP, l'intensification des échanges mondiaux de gaz naturel et de charbon, et l'absence de signes de relèvement des prix à long terme.

Figure A5-5. Prévisions de l'IEW des prix du pétrole, 1981-1995

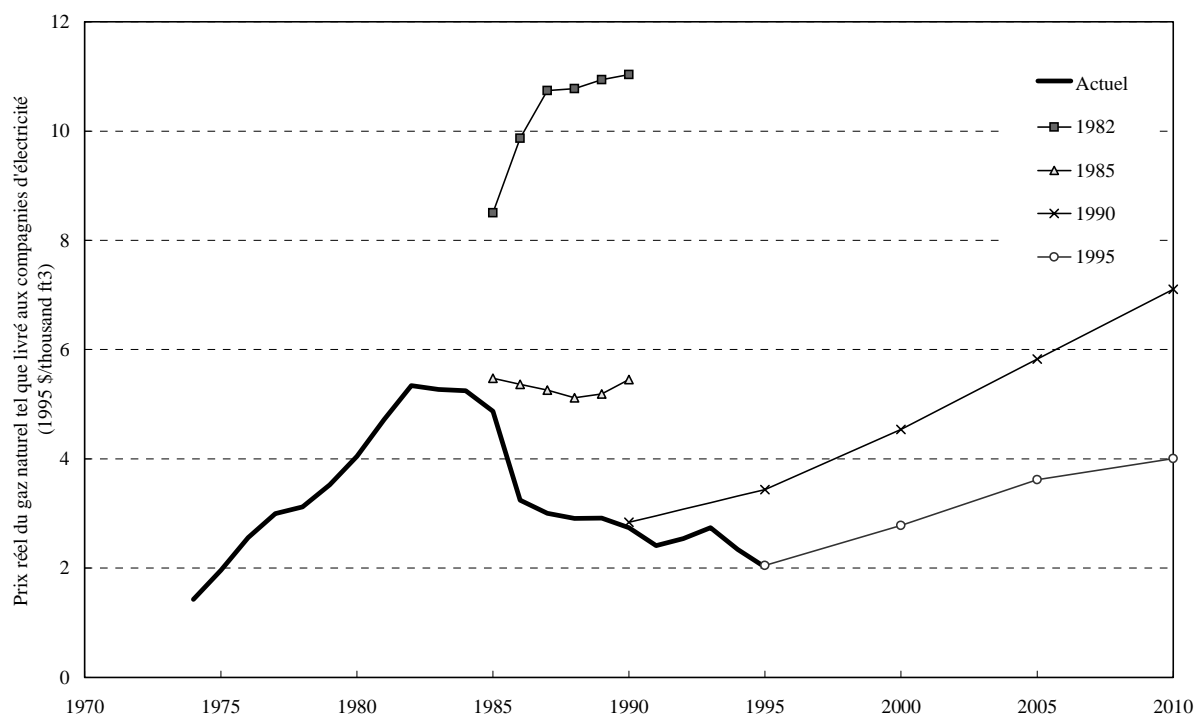


Source : IEW (Schrattenholzer, 1997).

Les possibilités de substitution d'un combustible à un autre limitent le prix maximum qu'un combustible peut atteindre dans le temps. Par exemple, le prix du gaz naturel ne peut pas s'établir définitivement au-delà du prix auquel il est possible de produire des gaz de remplacement par synthèse du charbon ou de produits pétroliers « non conventionnels » tels que les sables ou schistes bitumineux. Même en tenant compte des investissements à long terme dans l'infrastructure d'approvisionnement en gaz, les unités de gazéification du charbon peuvent constituer une solution de remplacement économique du gaz naturel, à l'instar des usines à gaz qu'ont connues au début du siècle des centaines de villes des pays de l'OCDE. L'électricité nucléaire et les sources d'énergie renouvelable devraient, de la même manière, imposer un plafond, bien que plus élevé, à l'augmentation des prix des combustibles fossiles en général.

Compte tenu de l'existence de ces solutions de remplacement, il n'est à l'évidence pas réaliste de prévoir que les prix de l'énergie continueront indéfiniment de croître à des rythmes élevés. Si l'on prend pour hypothèse une progression annuelle constante de 2.3 pour cent sur trente ans, on obtient un doublement du prix de l'énergie. Pour la plupart des combustibles, une hausse de cette importance se traduirait par l'adoption des sources de remplacement dont les prix deviendraient alors concurrentiels.

Figure A5-6. **Projections des prix du gaz fourni aux compagnies d'électricité américaines**



Source : United States Department of Energy (AIE, 1995)

Les prévisions des prix de l'énergie à long terme doivent être considérées comme des échecs. En effet, les notions de rareté des ressources ou d'ententes entre producteurs sur lesquelles nombre de modèles se fondent, ou encore les hypothèses fondées sur des hausses de prix induites par l'offre, se sont révélées incapables de décrire les évolutions des marchés du pétrole ou de l'énergie. En outre, les liens entre les prix du pétrole et ceux des combustibles fossiles utilisés pour la production d'électricité en base devraient, comme nous l'avons vu, se distendre encore. Sur quelle base faut-il alors établir les projections des prix des combustibles ?

Il n'existe malheureusement pas de réponse « globale » satisfaisante à cette question. Néanmoins, s'il n'y a pas de méthode permettant de prévoir précisément les prix de l'énergie, rien n'autorise non plus à penser que ces prix suivront partout les mêmes tendances, quelles que soient ces tendances d'ailleurs. D'un côté, l'intensification des échanges internationaux de charbon et de gaz naturel et la libéralisation du marché de l'énergie tendront à atténuer les écarts de prix entre les régions et comme les disparités régionales dans l'évolution des prix. Mais, de l'autre côté, il paraît raisonnable d'imaginer que l'accès aux combustibles et l'évolution des marchés des combustibles au niveau local auront des incidences différentes sur l'évolution des prix suivant les régions.

Prévisions retenues pour cette étude

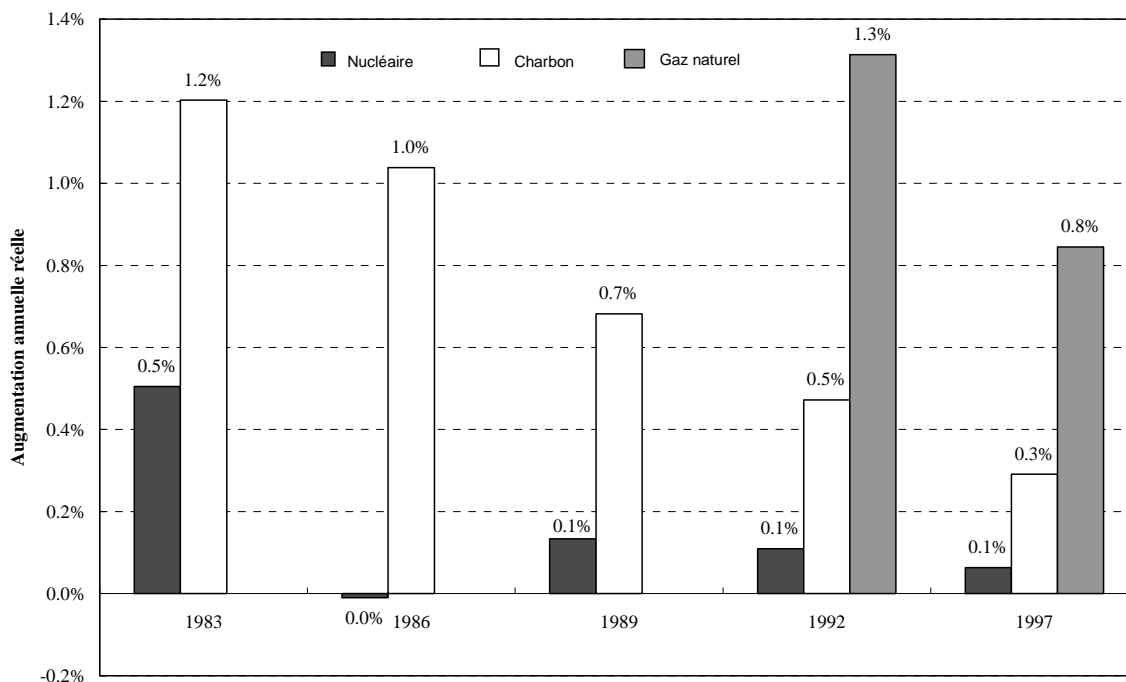
Faute d'un argument convaincant en faveur de projections de prix uniformes pour chaque combustible, ce rapport part du principe que les prévisions nationales des prix des combustibles sont l'expression d'un éventail d'évolutions possibles. Ces prévisions traduisent la disponibilité des ressources énergétiques dans chaque pays, mais également des attitudes vis-à-vis de la probabilité et de l'ampleur des augmentations des prix des combustibles prévues. Les valeurs retenues dans les calculs par pays sont présentées dans les tableaux 12 à 14 du rapport principal. Sur une base annuelle,

les hausses des prix réels varient de 0.0 à 0.5 pour cent pour le combustible nucléaire, de -0.7 à 2.1 pour cent pour le charbon, et de 0 à 3.75 pour cent pour le gaz. La hausse moyenne du prix réel du gaz postulée par les participants nationaux est à peu près égale au triple de celle du charbon.

Pour les comparaisons entre études, la moyenne suivante a été utilisée : pour chaque prix d'un combustible, le taux moyen de hausse du prix sur une durée donnée est calculé comme étant le taux unique, constant, d'augmentation sur 40 ans qui donne le prix du combustible dans le pays en question à la fin de la période. On fait ensuite simplement la moyenne des valeurs nationales moyennes pour la période. Pour calculer un rythme moyen de hausse du prix du combustible nucléaire dans la présente étude (1997), on a pondéré les taux respectifs de l'uranium, de la conversion et de l'enrichissement par les valeurs de référence données au tableau A5-1. Le prix des services de fabrication du combustible a été supposé constant. Partant de ces hypothèses, on obtient les valeurs suivantes : 0.1 pour cent de hausse réelle pour le combustible nucléaire, 0.3 pour cent pour le charbon et 0.8 pour cent pour le gaz.

La figure A5-7 présente les taux de hausse moyens des prix du combustible nucléaire et du charbon adoptés pour les études des coûts de la production d'électricité depuis 1983 ainsi que, pour le gaz, les taux moyens calculés pour cette étude et la précédente. Dans le cas du combustible nucléaire, ce taux est compris entre 0 et 0.1 pour cent dans toutes les études, à l'exception de celle de 1983 pour laquelle la moyenne se situe à 0.5 pour cent. Les projections de la hausse du prix réel du charbon diminuent régulièrement de 0.2 pour cent environ d'étude en étude. La hausse moyenne du prix réel du gaz est passée de 1.3 pour cent dans l'étude de 1992 à 0.8 pour cent dans la présente étude.

Figure A5-7. Prévisions de hausse de prix réels des combustibles – hypothèses adoptées dans les études successives de l'AEN/AIE



Source : AEN et AEN/AIE, Prévisions des coûts de production de l'électricité.

Notes : Pour le combustible nucléaire, seule la partie amont du cycle du combustible est prise en compte. Les valeurs indiquées en 1992 supposent des prix constants de la conversion et les valeurs pour 1997 des prix constants de la conversion, de l'enrichissement et de la fabrication du combustible.

Depuis 1983, le prix réel du charbon destiné à la production d'électricité est en diminution ou stable dans la plupart des pays de l'OCDE. Les prévisions du prix du charbon se sont donc rapprochées progressivement de l'évolution historique. Cette baisse ne traduit pas tant des évolutions majeures du contexte économique ou de l'offre sur les marchés du charbon et du gaz que la prise en compte de moindres perturbations sur le marché de l'énergie. Sur l'ensemble des calculs nationaux communiqués dans le cadre de cette étude, neuf ne font apparaître aucune hausse du prix réel du charbon (prix réels constants ou en recul) sur une période de 40 ans (durée de vie d'une centrale). En outre, six tablent sur des prix constants du gaz.

Étant donné les variations des prévisions des prix des combustibles données par les participants à l'étude, il est difficile de comparer les coûts finals de l'électricité sur la base des prix actuels des combustibles. Une part non négligeable des estimations n'indique aucune hausse des prix réels. C'est pourquoi on a procédé à une analyse de sensibilité pour le cas où les prix des combustibles n'augmentent pas (tableaux 19 et 20 du rapport principal).

Autres prévisions

D'autres prévisions ou scénarios sont présentés ci-après à titre de référence complémentaire sur les estimations des prix des combustibles fossiles.

Tableau A5-2. **Projections du taux de hausse des prix réels des combustibles fossiles**

Cette étude, 2005 à 2040	Fourchette	Moyenne
Charbon	-0.7 – 2.1 %	0.3 %
Gaz	0.0 – 3.8 %	0.8 %
Prix pour les utilisateurs finals de l'industrie dans l'UE, d'ici 2020*	1992 à 1995	1995 à 2020
Charbon	6.5 %	1.8 %
Gaz	1.6 %	2.0 %
Fioul	2.8 %	2.4 %
Prix des combustibles pour les producteurs d'électricité, aux États-Unis, d'ici 2015		
Charbon	-0.9 %	
Gaz	1.0 %	
Fioul	0.9 %	
Diverses prévisions des prix du pétrole brut, d'ici 2015**		
Petroleum Economics Limited (d'ici 2010)	-1.8 %	
Petroleum Industry Research Associates (d'ici 2005)	-1.6 %	
Gas Research Institute	-0.2 %	
Ressources Naturelles Canada	0.4 %	
NatWest Securities	0.4 %	
WEFA Group	0.7 %	
AIE International Energy Outlook (cas de référence)	1.0 %	
DRI/McGraw Hill (cas de base)	1.4 %	

* Moyennes établies pour la France, l'Allemagne, l'Italie et le Royaume-Uni, « scénario raisonnablement envisageable ».

** Cité dans AIE (1997). Pour les références complètes aux sources originales, consulter le document de l'AIE.

Source : Capros (1995), Streifel (1995), AIE (1996), AIE (1997, tableau 17)

RÉFÉRENCES

ACA (1994), *Coal Prices in Winning Coal*, Part III, Australian Coal Association Report, Chapter 2, September 1994.

CAPROS, P., KOKKOLAKIS, E., MAKRIS, S., MANTZOS, L., ANTONIOU, Y., GUILMOT, J.-F., (1995), *Energy Scenarios 2020 for European Union* – Report to European Commission, Directorate General Energy, DG-XVII/A2, Brussels, Belgium, October 1995.

AIE (Agence internationale de l'énergie), (1995), *Annual Energy Outlook* (various issues), DOE/EIA-0383, United States Department of Energy, Energy Information Administration, Washington, DC, USA, 1982: p. 131; 1985: p. 55, 1985: p. 43, 1995: p. 140.

AIE (Agence internationale de l'énergie), (1996), *Annual Energy Outlook 1997*, DOE/EIA-0383(97), United States Department of Energy, Energy Information Administration, Washington, DC, USA, décembre 1996, p. 100.

AEN (Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire), (1994), *Les aspects économiques du cycle du combustible nucléaire*, Paris, France, tableaux 5.7 et 8.3.

AEN (Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire) et AIEA (Agence internationale de l'énergie atomique), (1998), *Relations entre l'offre et la demande d'uranium*, dans *Uranium 1997 – Ressources, production et demande*, OCDE, Paris, France.

NUKEM (1997), *The Nukem Market Report*, September 1997, Nukem GmbH, Frankfurt, Germany.

SCHRATTENHOLZER, L., (1997), *January 1997 Poll Edition Reading Sample*, International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria.

STREIFEL, S.S., (1995), *Review and Outlook for the World Oil Market*, World Bank Discussion Paper 301, World Bank, Washington, DC, USA, pp. 37 ff.

TRADETECH (1997), *The Nuclear Review*, June 1997, Tradetech, Denver, Colorado, USA.

USDOE (1996), *Nuclear Power Generation and Fuel Cycle Report 1996*, United States Department of Energy, Energy Information Administration, Washington, DC, USA, October 1996, pp. 29-30.

USDOE (1997), *Annual Energy Outlook* (various issues), United States Department of Energy, Energy Information Administration, Washington, DC, USA.

COÛTS DE LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT DANS LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Cette annexe recense les coûts de protection de l'environnement supportés par les centrales électriques examinées dans la présente étude. Elle n'a pas pour objectif de quantifier le détail de ces coûts, mais se propose de distinguer les différents aspects de la conception et de l'exploitation des centrales concernées par les mesures antipollution. Partout dans le monde, les centrales électriques construites aujourd'hui sont tenues de respecter de nombreuses normes de protection de l'environnement. Conscients des effets nuisibles que peuvent produire les émissions non maîtrisées des centrales électriques, la plupart des États ont mis en œuvre une large palette de règlements permettant de limiter les atteintes à l'environnement. Ces mesures portent notamment sur :

- les émissions dans l'atmosphère ;
- les effluents liquides ;
- l'élimination des déchets solides ;
- les rejets thermiques ;
- l'occupation des sols.

En raison des caractéristiques particulières de la source d'énergie qu'elles emploient, les centrales nucléaires sont réglementées en fonction de critères très spécifiques, destinés à garantir le confinement de la radioactivité. Les dégâts que le rejet de radionucléides peut infliger à l'environnement sont tels que tous les pays qui utilisent l'énergie nucléaire ont élaboré des règlements spéciaux pour garantir la sûreté de la conception et de l'exploitation des centrales.

Influence générale de la réglementation sur l'environnement

À l'heure actuelle, la plupart des règlements environnementaux applicables aux centrales électriques prennent la forme de limites d'émissions ou de normes de qualité pour les produits dérivés. Par exemple, l'Union européenne limite à 400 mg/Nm³ les émissions de dioxyde de soufre dans les fumées des grandes centrales électriques. L'existence de limites de rejets pour les sous-produits polluants peut, à elle seule, avoir un effet important sur les coûts de production de l'électricité. En effet, la réduction des polluants exige généralement la mise en place de mesures et de dispositifs antipollution particuliers qui sinon ne s'imposeraient pas. Le coût d'investissement du dispositif antipollution, auquel il faut ajouter les charges courantes liées à l'exploitation, à l'entretien, aux réactifs et aux autres matières nécessaires, augmentent le coût global de la production d'électricité. Toutes les centrales couvertes par la présente étude respectent les normes locales de protection de l'environnement.

En dehors du simple fait que ces limites d'émissions existent, la valeur exacte de ces limites détermine dans une large mesure les coûts de production. En règle générale, plus la réglementation est sévère, plus la respecter coûte cher. Autrement dit, plus les limites sont basses, plus les coûts sont élevés. En premier lieu, les procédés antipollution (notamment les procédés d'élimination des polluants) comportent des contraintes matérielles qui tendent à accroître les coûts de conception et d'exploitation. Par exemple, les coûts des produits consommables ou la consommation d'électricité des procédés antipollution sont susceptibles d'augmenter. En second lieu, à partir d'un certain niveau de sévérité, la réglementation peut imposer le recours à des dispositifs de conception nouvelle qui coûtent en général beaucoup plus cher. Les limites d'émissions de NO_x illustrent ce cas de figure : la baisse du niveau des émissions autorisées oblige à un moment donné à faire appel à un dispositif de dénitrification des fumées, car les limites fixées ne peuvent plus être respectées par la simple utilisation de brûleurs bas NO_x .

Parfois, la réglementation environnementale impose certaines technologies, indépendamment des limites d'émissions. En l'occurrence, l'utilisation de ce que l'on appelle les « meilleures technologies de lutte disponibles » (BACT) ou « meilleures techniques disponibles n'entraînant pas de coûts excessifs » (BATNEET) devient alors obligatoire, et les coûts correspondants varient à mesure que ces techniques évoluent.

Les stratégies de réglementation décrites ci-avant ont permis de réduire efficacement la pollution, notamment atmosphérique, résultant de la production d'électricité. Toutefois, le niveau de dépollution souhaité n'a probablement pas été atteint au moindre coût. Ainsi, certaines centrales ont dû payer des coûts élevés, disproportionnés par rapport à la faible réduction des rejets polluants réalisée. C'est pourquoi, on a pris conscience, ces dernières années, de l'utilité potentielle des instruments économiques, ou faisant jouer les mécanismes du marché, pour réduire l'impact des centrales électriques sur l'environnement (OCDE, 1994). En gros, les instruments économiques sont un moyen d'attribuer une valeur monétaire à l'impact sur l'environnement des émissions et des effluents et de faire apparaître ce coût dans les décisions commerciales. De cette manière, les entreprises qui rejettent de grandes quantités de polluants ayant sur l'environnement des conséquences qui coûtent cher sont fortement incitées à réduire leurs émissions pour rester concurrentielles. Les instruments économiques des politiques de l'environnement peuvent prendre de nombreuses formes, dont :

- les taxes et redevances sur les combustibles, certains composants des combustibles, les émissions ou les effluents ;
- les systèmes de consigne pour les matières potentiellement polluantes ;
- la création de marchés des droits d'émission (permis) ;
- l'obligation de souscrire une assurance responsabilité ou d'alimenter un fonds de garantie.

Chacun de ces instruments est aujourd'hui utilisé par un ou plusieurs pays de l'OCDE. Par exemple, la France et la Suède appliquent une taxe sur les émissions de SO_2 et NO_x . Pour leur part, les États-Unis taxent la fraction des émissions de SO_2 qui dépasse le niveau autorisé par les droits d'émission, et la Suède prélève une taxe sur la teneur en soufre du pétrole, du charbon et de la tourbe. Lorsque sont introduits ces instruments économiques, les entreprises ont le choix entre payer le prix (ou la taxe) fixé ou mettre en place des équipements antipollution et modifier leurs procédures d'exploitation pour abaisser la production du polluant taxé. Dans les années à venir, le recours à ces instruments économiques devrait se généraliser.

La réglementation environnementale peut aussi augmenter les coûts de certaines centrales parce qu'elle les contraint à fonctionner dans des conditions météorologiques particulières. Ainsi, dans un certain nombre de villes à travers le monde, les centrales électriques à combustibles fossiles qui rejettent d'importantes quantités de dioxyde de soufre ou d'oxydes d'azote peuvent être soumises à l'obligation de réduire leur production lors des pics de pollution. De même, en cas d'insuffisance des précipitations saisonnières, il peut arriver que les centrales thermiques soient obligées de limiter leurs prélèvements d'eau de refroidissement dans les rivières (et, par voie de conséquence, la production d'électricité) afin d'éviter d'abaisser le niveau des eaux ou de réchauffer l'eau de la rivière. Les coûts de ce type ne sont pas pris en compte dans les valeurs chiffrées présentées dans cette étude.

Externalités

La présente annexe n'aborde pas les « externalités environnementales » ou « coûts externes ». D'une manière générale, il s'agit des coûts pour l'environnement de la production d'électricité qui ne sont pas à la charge du producteur ou du consommateur d'électricité. On peut citer, entre autres, le coût de la diminution de la production agricole imputable aux émissions de gaz acides, le coût des soins dispensés aux victimes des émissions polluantes, ou la perte de valeur des terrains induite par la construction d'une centrale électrique à proximité. Ces coûts environnementaux n'ont pas été retenus dans les chiffres présentés dans le corps du rapport, sauf s'ils apparaissent dans les comptes d'exploitation ou s'ils nécessitent l'adoption de conceptions spéciales présentant des coûts d'investissement identifiables.

Les publications consacrées aux externalités abondent (voir par exemple Ottinger, 1991, ch. 8, ou Goldsmith, 1994, ch. 3). Elles se sont multipliées à mesure que les gouvernements et les défenseurs de l'environnement se sont efforcés de prendre en compte, dans la planification des réseaux électriques, les effets sur l'environnement que la réglementation environnementale existante ne traitait pas encore. Dans certains pays, les autorités réglementaires ont explicitement exigé que l'on évalue les externalités dans le cadre du processus de planification des nouvelles centrales électriques. Il s'agit en l'occurrence de s'assurer que le choix des combustibles et les technologies ne vise pas à abaisser les coûts seulement pour le producteur d'électricité, mais pour la collectivité. Aux États-Unis, 16 États procèdent à une évaluation quantitative des externalités, et 9 États leur appliquent un traitement qualitatif (GAO, 1995). La pratique de la « planification intégrée des ressources » est utilisée aux États-Unis, entre autres, pour imposer la prise en compte des coûts externes.

Le projet DECADES de l'Agence internationale de l'énergie atomique a été lancé pour faciliter l'évaluation comparative des décisions de planification au moyen d'un modèle informatisé et d'autres outils qui prennent en compte les externalités et les coûts qu'elles impliquent (Semenov, 1995). Dans le cadre de ce projet, des efforts significatifs ont été consacrés à l'énumération et à la quantification des incidences sur la santé et l'environnement de toutes les formes de production d'électricité, comme à la compilation d'informations toxicologiques sur divers polluants. Les externalités environnementales sont également traitées en profondeur dans d'autres travaux, dont ceux d'Ottinger (1991).

Les valeurs attribuées aux externalités sont l'objet de débats animés, notamment parce qu'elles ont une influence sur les performances économiques relatives des différentes options de production. Les partisans de chaque option ont ainsi tendance à défendre des valeurs qui font apparaître leur solution sous le meilleur jour économique. La difficulté de cet exercice d'évaluation tient également dans une large mesure au fait que certains privilégient l'environnement alors que d'autres accordent

la préférence à d'autres aspects du mode de vie. Il reste encore aujourd'hui des questions de fonds à trancher, ne serait que celle des coûts environnementaux à considérer comme des externalités et, par conséquent, de la valeur qu'il convient de leur attribuer.

Jusqu'à présent, la prise en compte des externalités dans l'évaluation économique des centrales électriques n'a eu que peu d'effet par comparaison aux réglementations plus directes. Aux États-Unis, par exemple, elle n'a pas eu, en règle générale, d'incidence sur le choix des sources d'énergie renouvelables (OTA, 1994). Les réglementations environnementales en vigueur imposent aux producteurs d'électricité de ramener les externalités environnementales à des niveaux jugés acceptables par des instances politiques très représentatives. À mesure que l'opinion évolue, les réglementations environnementales peuvent être modifiées pour réduire davantage encore les effets sur l'environnement et, par conséquent, les coûts externalités environnementales.

Contrôle des effluents gazeux

La pollution atmosphérique représente la majeure partie du coût de la dépollution supporté par les centrales à combustibles fossiles. Dans les centrales au charbon pulvérisé, le coût d'investissement dans des équipements antipollution équivaut presque à celui la chaudière et atteint le double de celui de la turbine à vapeur (Couch, 1997 : p. 77). La combustion des combustibles liquides lourds et combustibles solides rejette dans les fumées du dioxyde de soufre, des oxydes d'azote, des particules et d'autres sous-produits. La combustion des combustibles gazeux propres, comme le gaz naturel, libère des oxydes d'azote. Dans la plupart des pays, la teneur autorisée de ces substances dans les effluents gazeux rejetés dans l'atmosphère est réglementée.

Centrales électriques au charbon

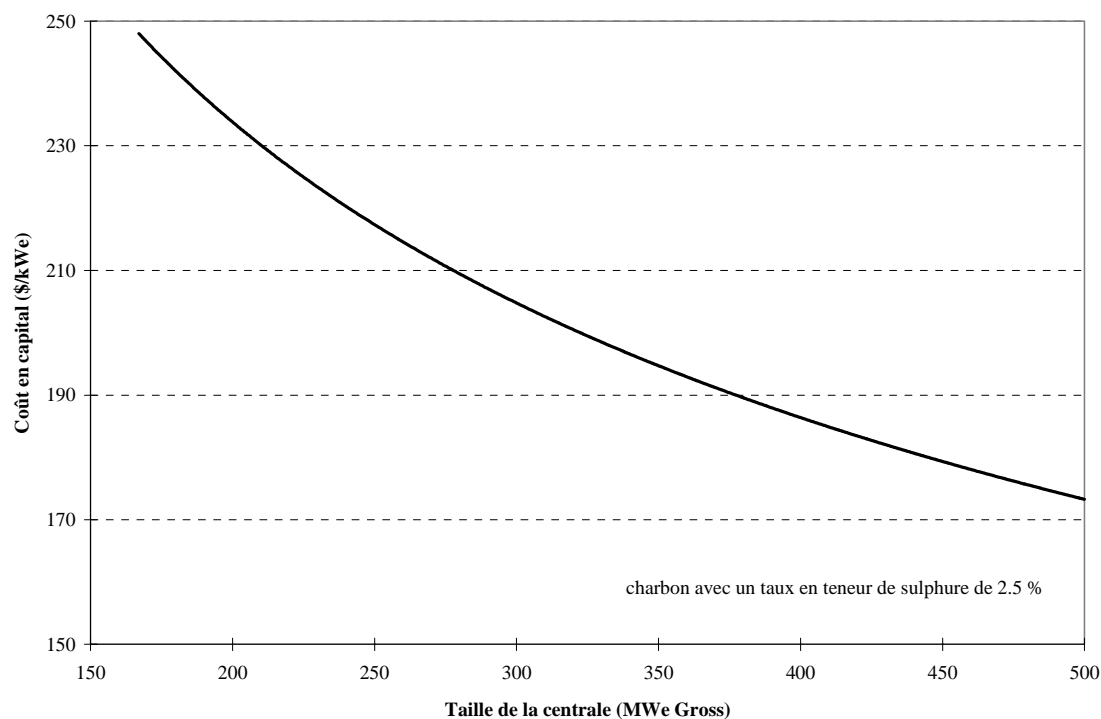
Takeshita (1995) propose une étude exhaustive des coûts des systèmes de contrôle de la pollution atmosphérique des centrales électriques au charbon. De toutes les centrales à combustibles fossiles, ces dernières coûtent le plus cher en dépollution, étant donné que la combustion du charbon libère le plus de polluants. La teneur en soufre du charbon représente souvent quelques pour cents, et sa combustion produit des NO_x et des particules fines, même dans les chaudières conçues spécialement. Les coûts d'investissement et d'exploitation des dispositifs antipollution dépendent pour beaucoup des caractéristiques physiques du combustible employé – notamment la teneur en soufre, en cendres et la résistivité électrique des cendres volantes –, ainsi que du type et du niveau des limites d'émission.

Le tableau A6-1 contient les valeurs estimées du coût d'investissement et du coût de production actualisé pour différents types de dispositifs de désulfuration des fumées caractérisés par un rendement de désulfuration égal à 90 pour cent des fumées produites par les chaudières à charbon. Les dispositifs les plus répandus dans le monde entier utilisent le procédé humide. Leur coût se situe autour de 200 US\$/kWe. La figure A6-1 montre que le coût d'investissement spécifique (en US\$/kWe) des dispositifs de désulfuration des fumées par voie humide tend à diminuer lorsque la taille de la centrale augmente, ce qui indique une économie d'échelle. Aujourd'hui, le coût des installations de désulfuration baisse grâce à l'expérience acquise dans ce domaine technologique, dont les premières applications à grande échelle remontent à la fin des années 70 et aux années 80. Ainsi, on prévoit désormais des coûts d'investissement de 100 US\$/kWe pour les dispositifs modernes de

désulfuration de grande taille. Plusieurs facteurs contribuent à abaisser le coût des dispositifs de désulfuration des fumées (Takeshita, 1995) :

- la simplification des dispositifs ;
- l'élimination des composants redondants grâce à une fiabilité accrue ;
- l'augmentation de la capacité du réacteur de désulfuration ;
- l'augmentation du rendement de désulfuration ;
- une meilleure gestion des sous-produits des systèmes de désulfuration (boues ou gypse).

Figure A6-1. Coûts en capital de la désulfurisation des fumées des centrales électriques au charbon



Source : Takeshita (1995), Figure 1a.

Tableau A6-1. Coût estimé de la désulfuration des fumées des centrales électriques au charbon, pour un rendement de désulfuration de 90 pour cent

Procédé de désulfuration des fumées	Coût d'investissement (US\$ de 1990/kWe)	Coût actualisé (cents des États-Unis de 1990/kWh)
Procédés humides	190 - 235	0.72 - 0.75
Procédés semi-secs	173	0.68
Procédés à régénération	240 - 283	0.84 - 0.87
Utilisation de deux bases	203 - 228	0.73 - 0.74
Réacteur à barbotage	190 - 230	0.60 - 0.69

Note : Les valeurs sont données à titre indicatif. Les coûts dépendent de nombreux facteurs spécifiques à la centrale et au combustible.

Source : Takeshita (1995), tableau 2.

Dans les centrales au charbon, l'élimination des émissions d'oxydes d'azote représente, par son coût, le deuxième poste de dépollution atmosphérique. Dans les centrales au gaz, l'élimination de ces gaz est en général l'unique ou la plus coûteuse opération de dépollution. Les oxydes d'azote sont produits, lors de la combustion, par des réactions chimiques complexes qui mettent en jeu l'azote de l'air et, dans le cas du fioul ou du charbon, celui contenu dans le combustible lui-même. Par conséquent, on peut réduire dès le départ la quantité d'oxydes d'azote produits en apportant à la combustion certaines modifications relativement peu coûteuses. En revanche, cette possibilité n'existe pas pour le dioxyde de soufre, dont la quantité produite dépend entièrement de la teneur en soufre du combustible.

Pour ramener les émissions de NO_x en deçà d'un seuil donné, à environ 50 à 60 pour cent du niveau atteint en l'absence de toute mesure de dépollution par exemple, il faut recourir à des dispositifs de dénitrification. Le procédé le plus couramment employé à cette fin, la réduction catalytique sélective (RCS), utilise des réacteurs catalytiques relativement onéreux. Les coûts de la dénitrification dépendent, davantage encore que ceux de l'élimination du dioxyde de soufre, de la sévérité des limites d'émissions. La réduction catalytique est utilisée principalement dans les centrales au charbon en Autriche, en Allemagne et au Japon, où les limites d'émissions de NO_x sont parmi les plus sévères des pays de l'OCDE. Le tableau A6-2 présente diverses estimations des coûts d'investissement et des coûts actualisés des dispositifs de RCS. La figure A6-2 illustre l'effet du rendement de dénitrification exigé sur le coût de la dépollution dans les centrales au charbon. Elle montre, comme nous l'avons indiqué, que le coût de l'élimination des émissions de dioxyde de soufre et d'oxydes d'azote progresse de manière spectaculaire à mesure qu'augmentent la sévérité des limites d'émission et le niveau d'efficacité exigé.

Tableau A6-2. Coût estimé de la réduction catalytique sélective des rejets de NO_x des centrales électriques au charbon, pour un rendement de dénitrification de 80 pour cent

Commentaire	Coût d'investissement (US\$/kWe)	Coût actualisé (US cents /kWh)
<i>DOE (États-Unis)</i>		
500 MWe	50 - 80	0.32 - 0.38
460 MWe, fuites d'ammoniac variables	70 - 77	0.31 - 0.41
500 MWe, fuites d'ammoniac variables	78 - 87	0.53 - 0.59
<i>GRI</i>		
500 MWe, dénitrification à 70-80 pour cent	90 - 125	-
250 MWe	50 - 70	-

Note : Les valeurs sont données à titre indicatif. Les coûts dépendent de nombreux facteurs spécifiques à la centrale et au combustible.

Source : Takeshita (1995), tableau 7 ; Soud (1996), tableaux 30 et 31.

Le contrôle des émissions de particules vient au troisième rang des coûts de lutte antipollution. Obligatoire pour les chaudières à charbon, l'élimination des particules peut également s'appliquer aux centrales à fioul selon les caractéristiques du combustible. Les précipitateurs électrostatiques et les filtres à manches sont les dispositifs les plus répandus. L'élimination des particules rejetées par les centrales au charbon est obligatoire depuis plusieurs décennies dans les pays de l'OCDE. Les dispositifs correspondants sont moins onéreux que les systèmes de désulfuration des fumées ou de

dénitrification, car il s'agit d'une séparation physique, et non chimique, des matières contenues dans les fumées.

Le coût des dépoussiériers à filtres à manches n'est pas très sensible à la variation des limites d'émissions. En revanche, il dépend dans une large mesure de la taille des particules à éliminer des fumées et du rapport entre le débit d'air et la surface de tissu du filtre. Le type de dispositif utilisé pour nettoyer les filtres en service – « air à contre-courant » ou « impulsions d'air comprimé » – importe également. Les coûts d'investissement s'échelonnent entre 50 et 80 US\$/kWe. Le coût des précipitateurs électrostatiques est plus variable, dans la mesure où leur conception dépend fortement des caractéristiques des cendres volantes et des limites d'émissions de particules. Les coûts d'investissement se situent entre 30 et plus de 100 US\$/kWe.

Les effluents gazeux des centrales électriques à combustibles fossiles renferment d'autres composés potentiellement nocifs, pour lesquels on songe de plus en plus à fixer des limites d'émission. On peut citer les métaux à l'état de traces comme le mercure ou le vanadium, des composés organiques volatils, ou encore des produits de combustion partielle tels que le monoxyde de carbone ou les composés organiques aromatiques. Dans certains cas, il est possible de réduire les émissions de ces composés en modifiant les dispositifs antipollution existants (par exemple, en ajoutant un réactif dans un système de désulfuration des fumées). Dans d'autres, un dispositif d'élimination spécial est nécessaire. Les rejets de mercure et d'autres composés volatils peuvent être contrôlés par la mise en place de lits adsorbants à base de charbon actif ou de zéolithes. Comme pour les autres polluants atmosphériques, le coût d'élimination varie considérablement selon les limites d'émissions fixées et les caractéristiques du combustible. Les rejets de polluants à l'état de traces concernent principalement les centrales au charbon et au fioul.

Centrales électriques au gaz

En règle générale, le gaz naturel ne contient pas de soufre ou renferme uniquement de petites quantités d'acide sulfhydrique. Les polluants générés par la combustion du gaz naturel se résument aux sous-produits de la combustion (principalement des NO_x et du monoxyde de carbone) et à l'ammoniac ou l'urée provenant des dispositifs de dénitrification. Comme pour les centrales au charbon ou au fioul, le coût du contrôle des émissions de NO_x varie en fonction des niveaux d'émissions autorisés.

Les émissions de NO_x des chaudières à gaz sont inférieures à celles des chaudières à combustibles solides ou liquides. Pour en limiter la production, on peut en général utiliser des brûleurs appropriés ou modifier la combustion, sans faire appel à la réduction catalytique sélective. Lorsqu'un dispositif de RCS est néanmoins nécessaire, son coût d'investissement correspond aux valeurs basses indiquées dans le tableau A6-2 pour les centrales au charbon. Pour un volume de fumées à peu près identique, la quantité initiale de NO_x produite par la combustion du gaz est inférieure, si bien que les équipements et les coûts d'exploitation liés à la réduction des émissions de NO_x sont également moindres.

Il est peu probable que l'on construise de nouvelles chaudières à gaz en cycle simple pour produire de l'électricité, puisque dans les centrales électriques équipées de turbines à gaz offrent normalement de meilleures performances économiques. Par conséquent, le contrôle du NO_x dans les centrales au gaz intéresse essentiellement les cycles à turbines à gaz. Dans ce cas, on peut utiliser l'injection d'eau ou de vapeur, des brûleurs bas NO_x et la réduction catalytique sélective.

L'injection d'eau ou de vapeur dans la chambre de combustion est la méthode la plus courante lorsque le constructeur des turbines à gaz ne propose pas de brûleurs bas NO_x . L'injection d'eau permet d'abaisser la température maximale et, par conséquent, la production de NO_x . Le système se compose d'équipements de purification de l'eau, de pompes, d'appareils de mesure et de contrôles-commandes. Le coût d'investissement est d'environ 40 US\$/kWe (Snyder, 1993, figure 2-3), mais il peut dépasser la barre des 100 US\$/kWe pour les turbines de faible puissance (moins de 10 MWe).

Les brûleurs bas NO_x reposent également sur le principe d'une réduction de la température maximale de combustion. Les brûleurs conçus pour un « prémélange pauvre » existent pour la plupart des grandes turbines à gaz industrielles. Par rapport aux brûleurs ordinaires, ils représentent un surcoût d'environ 30 US\$/kWe pour les turbines à gaz de grande taille, qui peut atteindre 114 US\$/kWe pour les turbines de petite taille.

Certains pays imposent la réduction catalytique sélective pour les centrales électriques utilisant des turbines à gaz. Tout comme les dispositifs de RCS employés dans les centrales au charbon, ce procédé consiste à vaporiser de l'ammoniac dans les fumées en présence d'un catalyseur. Dans tous les cas de figure, il est économiquement préférable d'associer des dispositifs de RCS aux autres mesures de contrôle des émissions de NO_x au niveau de la combustion (brûleurs bas NO_x ou injection d'eau/vapeur). Le coût des dispositifs de RCS est d'environ 50 US\$/kWe pour les turbines de grande taille et peut dépasser 180 US\$/kWe pour les systèmes de petite taille.

La figure A6-3 présente l'intervalle de variation des coûts d'investissement pour le contrôle des émissions de NO_x dans les centrales à turbine à gaz, pour une centrale de référence à cycle simple. Pour les centrales à cycle combiné fonctionnant en base, où la turbine à gaz assure environ les deux tiers de la production totale d'électricité, les coûts d'investissement représentent les deux tiers des valeurs de la figure A6-3.

Évolution de la réglementation sur la pollution atmosphérique

Depuis de nombreuses années, les pays de l'OCDE ne cessent de renforcer leur réglementation relative à la pollution atmosphérique. Dans certains pays, des dispositions légales prévoyant une nouvelle baisse des limites d'émissions ont été mises en œuvre ou sont en cours d'examen. Plusieurs exemples peuvent être mentionnés :

- À la mi-1997, l'Environmental Protection Agency des États-Unis a proposé de nouvelles règles s'appliquant aux suies et au smog, qui, entre autres, concerneront les particules de taille supérieure à 2.5 microns.
- Aux États-Unis, l'an 2000 verra l'entrée en vigueur, dans le cadre de la phase II des amendements de 1990 au Clean Air Act (Loi sur la pureté de l'air), de limites d'émissions à la fois plus sévères et d'application étendue pour le SO_2 et les NO_x .
- La Commission des Communautés européennes a proposé une révision de la directive relative aux installations de combustion de grande taille, qui régit les émissions de SO_2 et de NO_x .

- La République tchèque vient d'adopter la loi 117/1997 SB, qui prévoit des limites plus strictes pour les émissions de particules, de SO₂ et de NO_x des centrales électriques d'une puissance supérieure ou égale à 0.2 MWe.

Le contrôle des émissions de polluants atmosphériques repose de plus en plus sur des instruments économiques. Aux États-Unis, les amendements de 1990 au Clean Air Act ont instauré un système de permis d'émission de SO₂ négociables dont l'effet est d'attribuer un prix à toute quantité de SO₂ rejetée. Les producteurs d'électricité ont le choix entre acheter des permis ou réduire leurs émissions de SO₂, en installant des systèmes de dépollution entre autres. Or ces nouvelles dispositions ont provoqué, dans les centrales existantes, une réorientation massive sur le charbon à faible teneur en soufre au lieu de l'introduction d'installations de désulfuration. En revanche, les centrales nouvelles sont souvent dotées de dispositifs d'épuration dont l'efficacité est supérieure aux prescriptions, ce qui permet aux exploitants d'accumuler des crédits et ainsi de ne pas être obligés de prendre des mesures plus coûteuses ailleurs. Par rapport aux normes d'émissions classiques, le système des permis peut abaisser les coûts de réduction des rejets.

Le Danemark, la France, le Japon et la Suède appliquent des taxes sur les émissions de SO₂ ou NO_x. Dans le cas du SO₂, elle représentent de 10 à 2 100 US\$ par tonne émise. Les effets sur les coûts de production varient selon le niveau de la taxe. Lorsque celui-ci est élevé, les producteurs d'électricité sont incités à diminuer leurs émissions, en recourant le plus possible aux dispositifs techniques de dépollution, afin de payer une taxe moins élevée. Cette taxe est alors faible, mais les coûts d'investissement et d'exploitation liés au dispositif de dépollution augmentent. À l'inverse, lorsque le niveau de la taxe est faible, les producteurs peuvent faire appel à des équipements de dépollution moins efficaces, avec pour corollaire des économies sur les coûts d'investissement et d'exploitation, mais un coût fiscal plus élevé.

En résumé, les coûts du contrôle de la pollution atmosphérique équivalaient auparavant aux coûts d'installation et d'exploitation des équipements nécessaires au respect des limites d'émissions fixées. Les normes d'émissions ne seront pas supprimées mais, l'intégration des instruments économiques à la réglementation sur l'environnement offrira certainement davantage de liberté dans le choix des moyens de respecter les normes nationales et internationales en matière de pollution atmosphérique.

Qualité de l'eau

En règle générale, l'eau déversée par les centrales électriques a été traitée au préalable pour éviter toute atteinte à l'environnement. Le coût du traitement des eaux usées avant leur rejet peut être considéré comme faisant partie des coûts de protection de l'environnement. Tous les pays de l'OCDE réglementent la qualité de l'eau rejetée par les installations industrielles et, en particulier, les centrales électriques.

Les eaux usées proviennent principalement des sources suivantes :

- purges des tours de refroidissement, à savoir les purges des circuits de recirculation ;
- les purges des systèmes de désulfuration des fumées à oxydation forcée ;
- les effluents d'autres procédés : purge des circuits des chaudières, effluents des systèmes de déminéralisation, effluents des systèmes de gazéification, etc. ;

- les eaux usées produites par les activités ponctuelles de nettoyage et d'entretien ;
- l'eau recueillie dans les systèmes de drainage, comprenant celle recueillie autour des parcs de stockage à charbon.

Dans les centrales, l'eau est principalement employée comme réfrigérant dans les condenseurs des cycles vapeur. Elle peut être soit utilisée une seule fois puis rejetée là où elle a été prélevée, mais à une température supérieure, soit utilisée en continu dans un système de refroidissement en circuit fermé ou à recirculation avec tour ou bassin de refroidissement. Dans les circuits ouverts, l'eau n'est généralement pas contaminée dans la mesure où elle circule dans des conduites propres. Bien que les quantités prélevées et rejetées dans l'environnement sont importantes, il n'y a pas de frais de traitement de l'eau. La majorité des centrales couvertes par cette étude emploient des systèmes en circuit ouvert (c'est-à-dire qu'elles sont dépourvues de tours de refroidissement).

Par contre, les purges des systèmes de refroidissement en circuit fermé contiennent des substances chimiques – chlore, zinc, composés et silicate – qui servent à empêcher l'encrassement des tours de refroidissement et la corrosion du matériel. Si la quantité d'eau provenant de ces purges est relativement faible comparée aux volumes rejetés par les systèmes en circuit ouvert, il convient néanmoins de la traiter pour éliminer ces substances chimiques. Étant donné le souci actuel de préserver les réserves d'eau disponibles et d'éviter les rejets de chaleur, il est probable que la proportion des centrales employant des systèmes de refroidissement en circuit fermé va augmenter, ce qui entraînera une hausse des dépenses de traitement de l'eau de refroidissement. Les coûts de production liés au contrôle des rejets thermiques seront abordés plus loin dans cette annexe.

Dans les centrales dotées d'un dispositif de désulfuration des fumées qui produit des boues et non du gypse commercialisable, l'eau est évacuée dans les déchets solides, de sorte qu'une installation spécialisée d'épuration des eaux usées ne s'impose pas. Ce principe de fonctionnement était commun à la plupart des premiers systèmes de désulfuration des fumées. Toutefois, depuis les années 80, bon nombre de nouvelles centrales ont opté pour des procédés à oxydation forcée exigeant une épuration des eaux usées. Ainsi, la plupart des centrales japonaises et européennes sont aujourd'hui équipées de ces dispositifs, et les centrales américaines connaissent une évolution analogue. À l'échelle mondiale, les systèmes à oxydation forcée représentaient près des deux tiers de systèmes de désulfuration des fumées par voie humide des centrales au charbon en 1994 (Soud, 1994).

Dans les dispositifs de désulfuration des fumées à oxydation forcée, l'eau est évacuée dans un flux distinct contenant des matières solides, des métaux lourds à l'état de traces comme l'arsenic, le cadmium, le chrome, le cuivre, le nickel et le zinc, ainsi que des composés solubles tels que les chlorures, les fluorures, les sulfates, les nitrates et l'acide borique. Une bonne partie de cette contamination est due en fait aux matières présentes dans la charge de charbon et la chaux servant à piéger le dioxyde de soufre. L'eau rejetée par les systèmes de désulfuration doit passer par une installation spécialisée d'épuration.

Les eaux usées des autres procédés utilisés dans les centrales ou des opérations de nettoyage et d'entretien sont produites par intermittence et représentent des volumes moins importants que celles des systèmes de désulfuration des fumées ou des tours de refroidissement mais peuvent nécessiter des installations d'épuration. Les parcs à charbon et à cendres peuvent également rejeter des composés dangereux au passage de l'eau de pluie ou de l'eau utilisée pour le dépoussiérage. Selon les caractéristiques du charbon ou des cendres, l'installation de dispositifs de collecte et de traitement spéciaux peut alors s'imposer pour éviter la contamination des nappes souterraines.

À cause des volumes d'effluents produits lors de l'épuration du gaz combustible, la capacité de traitement des eaux usées peut être quatre fois supérieure, dans les centrales à gazéification du charbon, à celle des centrales traditionnelles au charbon pulvérisé (Meij, 1993).

Désormais, comme les centrales électriques sont de plus en plus souvent tenues d'éviter tout rejet d'eau, il faut épurer et recycler les eaux usées. Les systèmes nécessaires pour atteindre cet objectif alourdissent les coûts de la centrale. En outre, ces systèmes « sans rejet » produisent des résidus solides contenant des composés solubles et des métaux lourds concentrés, qui augmentent les volumes de déchets solides de la centrale.

Si les installations d'épuration des eaux usées ne représentent pas une part importante des coûts d'investissement des centrales électriques, elles n'en demeurent pas moins coûteuses dans l'absolu. Ainsi, pour une grande centrale au charbon, l'investissement est de l'ordre de 10 US\$/kWe pour l'épuration des eaux usées et de 6 à 8 US\$/kWe pour l'épuration des eaux de purge du dispositif de désulfuration des fumées. Pour une centrale électrique à cycle combiné au gaz, l'installation d'épuration des eaux usées peut nécessiter un investissement de 3 à 7 US\$/kWe.

Élimination des déchets solides

Le coût de l'élimination des déchets solides est significatif pour les centrales au charbon, qui produisent d'importantes quantités de cendres et de sous-produits de désulfuration des fumées. Les dispositifs et les coûts de préparation des déchets solides en vue de leur élimination varient en fonction des caractéristiques des procédés de combustion, des cendres de charbon, des cendres volantes, des sorbants et des sous-produits des systèmes de désulfuration des fumées. Outre le conditionnement des déchets solides dans la centrale, il faut aménager un site où stocker d'importantes quantités de déchets, de façon à réduire au minimum le risque de lixiviation des polluants dans le sol sous l'action de l'eau de pluie. Dans la plupart des pays, les déchets solides des centrales au charbon ne sont pas classés comme dangereux. C'est ce qui explique l'absence de membrane d'étanchéité spéciale pour empêcher la lixiviation dans la plupart des parcs à cendres.

Toutes les centrales thermiques produisent des déchets solides de ce procédé mais en quantité moins importante. Le traitement de l'eau et l'épuration des eaux usées produisent généralement des boues qui sont souvent dangereuses en raison des métaux lourds qu'elles renferment.

Dans l'ensemble des pays de l'OCDE, la moitié environ des cendres produites par les chaudières à charbon est mise en décharge ou disposée en tas, et l'autre moitié est valorisée d'une manière ou d'une autre. La part des cendres réutilisées varie fortement d'une région et d'un pays à l'autre. Elle représente seulement un quart du total en Amérique du Nord, la moitié dans les pays du Pacifique de l'OCDE, et les deux tiers dans les pays européens de l'OCDE (Sloss, 1996, tableau 1). En Allemagne et aux Pays-Bas, la quasi totalité des cendres de charbon est valorisée. En règle générale, lorsqu'il y a réutilisation, les coûts de préparation ou de conditionnement des cendres sont plus élevés, mais les coûts d'élimination sont moindres, voire négatifs, si les cendres peuvent être vendues pour remplacer d'autres matières. Ce sont le coût d'élimination et les réglementations régissant cette élimination qui déterminent dans une très large mesure si les cendres sont recyclées ou non. En l'occurrence, les cendres peuvent être utilisées dans les mines comme matériau de remblayage, pour fabriquer du ciment, du béton et du mortier, pour construire des routes ou fabriquer des matériaux de construction tels que les briques et les carrelages.

Le manque de décharges adaptées dans certains pays, de même que la difficulté croissante pour trouver des sites d'évacuation, font que la proportion des déchets solides des centrales au charbon qui est recyclée augmente.

Les coûts de la préparation des cendres en vue de leur élimination ou de leur recyclage dépendent du procédé de combustion. La combustion de charbon pulvérisé produit des cendres relativement inertes, tout comme la gazéification à l'oxygène. Ce dernier procédé produit un résidu vitreux où les éléments lixiviables sont relativement immobilisés. Par contre, les cendres issues des procédés de gazéification ou de combustion en lit fluidisé doivent souvent être traitées avant leur élimination ou leur réutilisation, car elles contiennent un réactif utilisé pour la désulfuration et des cendres produites à des températures de combustion inférieures.

Les sous-produits de la désulfuration des fumées viennent s'ajouter aux volumes de déchets solides produits par les centrales électriques au charbon. La plupart des résidus solides des systèmes de désulfuration des fumées à oxydation forcée se présentent sous la forme de gypse commercialisable, si bien que le volume des déchets solides reste relativement faible. En revanche, les procédés de désulfuration des fumées par voie humide, dans lesquels l'oxydation est incomplète, produisent de gros volumes de boues humides qu'il faut éliminer. Enfin, les systèmes de désulfuration semi-secs génèrent également des déchets solides.

Rejets thermiques

La chaleur transmise aux circuits d'eau de refroidissement représente une à deux fois la quantité d'énergie électrique produite par une centrale. Plus le rendement du cycle vapeur est élevé, moins la quantité de chaleur rejetée dans l'environnement via l'eau de refroidissement est importante. Au fil du temps, le contrôle des rejets thermiques dans les rivières et les eaux intérieures a été renforcé, et les normes appliquées au réchauffement de l'eau se sont répercutées sur les coûts de production. L'augmentation de la température est limitée par la réglementation à 3 à 10 C afin de protéger les écosystèmes aquatiques des masses d'eau où est déversée l'eau de refroidissement. À mesure que l'eau se réchauffe, sa concentration en oxygène diminue, phénomène susceptible de perturber le métabolisme et les activités des organismes aquatiques. Or, le choix du site d'une centrale électrique est en partie dicté par la présence d'une source adaptée d'approvisionnement en eau de refroidissement.

Les systèmes de refroidissement en circuit ouvert constituent le moyen le plus économique de dissiper la chaleur rejetée par le cycle vapeur. En l'occurrence, l'eau est prélevée et introduite dans le système, où elle se réchauffe en refroidissant la vapeur qui se condense, puis rejetée au moyen d'une pompe dans la source. Pour pouvoir profiter des avantages économiques du refroidissement en circuit ouvert, on a construit bon nombre de centrales électriques au bord de rivières ou de grand réservoirs d'eau ou encore sur le littoral. À quelques exceptions près, toutes les grandes centrales électriques du Japon sont implantées en bord de mer. Pour les centrales situées sur les côtes ou sur des rivières importantes, le coût environnemental des limites de rejets thermiques est minime. Il suffit de s'assurer au moment de la conception que la température des rejets et le réchauffement produit sont conformes aux valeurs réglementaires.

Les centrales en bord de rivières qui sont dotées de systèmes de refroidissement en circuit ouvert peuvent voir leur production limitée si le débit de la rivière passe en dessous de la normale en raison de faibles précipitations. Ces restrictions se justifient par le manque d'eau, mais aussi par le

réchauffement induit. Toute réduction de la production imputable au manque d'eau de refroidissement augmente le coût de production moyen de la centrale calculé sur sa durée de vie.

De toutes les centrales thermiques, celles utilisant un cycle combiné au gaz présentent le meilleur rendement et ont donc les plus faibles besoins en eau de refroidissement par unité produite. Les centrales nucléaires ont le rendement le plus faible en raison des limitations imposées au cycle vapeur. En outre, contrairement aux centrales à combustibles fossiles, elles ne rejettent pas de chaleur dans l'environnement via les fumées. Compte tenu de ces deux particularités, les centrales nucléaires ont les plus forts besoins en eau de refroidissement par unité de production.

Lorsque l'eau disponible ou les rejets thermiques sont limités, on peut recourir à des systèmes de recirculation, dans lesquels l'eau de refroidissement réchauffée est elle-même refroidie dans une tour, un bassin ou un lac spécialement construit à cette fin. Cette solution augmente toutefois le coût d'approvisionnement en eau de refroidissement. Le surcoût lié à ce type de système peut être considéré comme une dépense de protection de l'environnement s'il s'agit d'éviter des rejets thermiques excessifs dans la source d'eau de refroidissement.

Coûts environnementaux des installations nucléaires

Dans le domaine de la production d'électricité nucléaire, il est difficile de distinguer les coûts spécifiquement liés à la protection de l'environnement, car une multitude de systèmes sont intégrés à la conception des centrales pour éviter les rejets continus ou occasionnels de radioactivité dans l'environnement. La protection de l'environnement dépend dans une large mesure de la sûreté de la centrale. On peut faire valoir que la part des coûts de production d'électricité liée à la protection de l'environnement y est plus importante que dans n'importe quel autre type de centrale, puisque nombre de dispositifs sophistiqués et coûteux sont importants pour la sûreté : selon Forsberg et Reich (1991), la part des coûts d'investissement liés à la protection sanitaire, à la sûreté et à l'environnement peut atteindre 60 pour cent du total. Si l'on considère que les coûts d'investissement actualisés représentent entre la moitié et les trois quarts du coût de production total actualisé, il apparaît que les systèmes de protection de l'environnement peuvent compter pour 45 pour cent des coûts de production de l'électricité nucléaire. Les principaux systèmes importants pour la sûreté sont les suivants :

- l'enceinte de confinement ;
- le système de refroidissement de l'enceinte ;
- les contrôles-commandes de réacteur redondants ;
- la conception antisismique ;
- le système de refroidissement de secours du cœur ;
- les diesels de secours ;
- les systèmes d'éventage-filtration ;
- l'élimination de l'hydrogène.

Le coût de ces systèmes importants pour la sûreté a augmenté au fil du temps. Fox (1995) a comparé les matériaux nécessaires à la construction d'un réacteur à eau bouillante de 1 330 MWe mis en service en 1975 (Trojan) à ceux requis pour la construction d'un réacteur à eau sous pression de 1 100 MWe mis en service en 1984 (WNP-2). Bien que d'une puissance de 17 pour cent inférieure à la première, la deuxième centrale a nécessité 2.4 fois plus de béton, 2.4 fois plus de chemins de câbles et six fois plus de gaines. Cet écart s'explique dans une certaine mesure par les différences dans la

conception des deux types de réacteurs, mais Fox l'attribue en majeure partie au développement de la réglementation en matière de sûreté et aux impératifs de conception correspondants.

Le temps nécessaire à la construction et à l'autorisation d'une centrale nucléaire est passé de cinq ans en moyenne avant 1979 à près de 12 ans, tandis que le coût moyen a été presque multiplié par dix (NEI, 1996b). La période de plus en plus longue nécessaire pour construire une centrale nucléaire traduit en partie le renforcement des exigences de sûreté qui, en définitive, relèvent de la protection de l'environnement.

Dans les centrales nucléaires comme dans les autres types de centrales thermiques utilisant des cycles vapeur, les procédés de traitement de l'eau et des eaux usées produisent des boues. Divers systèmes garantissent l'absence de rejet de radioactivité par les évènements ou toute autre voie de rejet continu de gaz. En revanche, contrairement à ce qui se passe pour les centrales à combustibles fossiles, il n'y a pas de coûts de dépollution liés à des rejets massifs de gaz.

Pour les centrales nucléaires, l'élimination des déchets radioactifs représente un poste de coûts important. Dans le cadre de cette étude, les coûts de l'évacuation des déchets radioactifs à vie longue ont été pour l'essentiel comptabilisés avec les coûts du cycle du combustible. Ces coûts englobent l'entreposage des éléments de combustible, le transport, et l'évacuation des déchets de haute activité du combustible ou du combustible retraité. Dans toutes ces opérations, la protection de l'environnement coûte très cher. Pour généraliser, on peut estimer que les coûts de partie terminale d'un cycle du combustible ouvert sont essentiellement des coûts de protection de l'environnement. Ces coûts représentent de 10 à 15 pour cent des coûts actualisés du cycle du combustible d'un REP, et environ 22 pour cent de ces coûts pour un réacteur CANDU. Selon les conclusions présentées dans le corps du présent rapport, les coûts actualisés du combustible contribuent pour 10 à 25 pour cent au coût actualisé de production de l'électricité. On peut donc en conclure que les coûts de la protection de l'environnement liés à l'évacuation des déchets de haute activité représentent entre 1 et 4 pour cent du coût de production actualisé.

D'importants volumes de déchets de faible activité sont produits lors de la décontamination et du démantèlement des centrales nucléaires mises hors service. Le coût de l'évacuation des déchets issus du déclassement d'une centrale est en principe intégralement inclus dans l'estimation des coûts du déclassement. Ces déchets doivent être placés dans des dépôts construits de façon à confiner la radioactivité et à permettre la décroissance de la radioactivité sans danger pour l'environnement.

Dans les conditions normales d'exploitation, les centrales nucléaires produisent des déchets de faible et moyenne activité. Il s'agit d'eau contaminée provenant de différentes parties du réacteur ou de la centrale, et d'éléments solides tels que des filtres, des vannes, des tuyaux, des tenues de protection et d'autres déchets. La plupart des déchets solides sont produits lors des travaux d'entretien et de réparation. Souvent, on concentre les déchets radioactifs tant liquides que solides pour en diminuer le volume et les coûts d'évacuation à l'extérieur de la centrale.

Les estimations du volume des déchets de faible activité produits par unité d'électricité varient considérablement avec les procédés de traitement des déchets et les définitions de ce type de déchets. Comme les déchets de faible activité proviennent de diverses opérations effectuées au cours de l'exploitation des centrales nucléaires, il n'existe pas de forte corrélation entre le volume des déchets et la production d'électricité. Une toute récente étude de l'AEN (AEN, 1998) donne des valeurs situées entre 10 et 100 m³/TWh. L'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA, 1994) mentionne, pour sa part, un chiffre équivalant à 20 m³/TWh. Les coûts indiqués par une série de pays

Membres de l'AEN varient eux aussi considérablement, de 1 000 et 10 000 US\$/m³. MacKerron (1993) cite quant à lui des chiffres allant de 2 000 à 14 000 US\$/m³ pour la France, l'Allemagne, le Royaume-Uni et les États-Unis.

Pour une gamme donnée de volumes de déchets et de coûts d'évacuation, on peut estimer que l'élimination des déchets de faible activité coûte entre 0.02 et 0.17 millièmes d'US\$ par kWh. Si l'on adopte les valeurs situées dans la partie haute de la fourchette, l'élimination des déchets de faible activité représente une petite partie des coûts de production de l'électricité des centrales nucléaires.

Occupation des sols et aménagement du territoire

Le coût du terrain où l'on construit une centrale électrique n'est, en règle générale, pas considéré comme un coût environnemental. En principe, le fonctionnement normal d'une centrale n'entraîne pas de dégradation majeure à proximité immédiate, et diverses mesures, dont certaines sont décrites ci-avant, sont prises pour éviter des incidences négatives sur l'environnement local. Par exemple, les centrales ne peuvent pas évacuer d'eau ou de substances solides sans s'assurer au préalable que leur effet sur l'environnement est minime. Toutefois, on peut considérer comme des coûts environnementaux certains postes de dépenses liés à l'utilisation de terrains.

Avant de construire et d'exploiter une centrale, l'exploitant doit obtenir une autorisation de création généralement subordonnée à la réalisation d'une étude d'impact sur l'environnement. Cette étude examine les effets négatifs éventuels de la centrale sur l'environnement et fixe les mesures que le propriétaire de l'installation doit prendre pour les éviter. Au fil du temps, le coût des études d'impact sur l'environnement a augmenté, à mesure que les pouvoirs publics prenaient conscience de la nécessité de prévenir les atteintes aux écosystèmes à proximité des installations industrielles. Les normes concernant la preuve scientifique que les sous-produits et les accidents éventuels ne présentent pas de danger sont devenues plus sévères. C'est pourquoi le coût des études d'impact sur l'environnement, notamment dans le domaine nucléaire, est parfois supérieur à bon nombre de systèmes essentiels de la centrale.

Au Japon, le Ministry of International Trade and Industry [Ministère du commerce et de l'industrie – MITI] accorde des subventions aux collectivités locales qui accueillent sur leur territoire une centrale nucléaire. Ces subventions peuvent être considérées comme des redevances foncières servant à indemniser les riverains des nuisances créées par le fonctionnement de la centrale. Elles peuvent atteindre environ 0.74 US\$/kWe (MPS, 1996). Les fonds correspondants sont fournis par l'État japonais et n'apparaissent donc pas dans les dépenses des producteurs d'électricité japonais.

Pour des raisons qui ont trait à l'environnement et non au coût des terrains, il est parfois nécessaire de prévoir, lors de la conception des centrales, des dispositions coûteuses permettant de réduire la superficie occupée. Il arrive qu'un propriétaire d'un terrain soit tenu de limiter la construction à une partie seulement de son terrain, afin de protéger des zones écologiquement sensibles, comme des marécages ou des zones littorales remarquables. De même, des travaux de génie civil destinés à la création d'un parc ou à une meilleure protection de l'environnement sur les terres avoisinantes viennent alourdir dans certains cas les coûts de construction.

Parfois, la conception des centrales électriques répond à un souci d'esthétique, que l'on peut considérer comme générateur de coûts d'occupation des sols s'il s'agit d'améliorer le paysage autour de la centrale ou, au minimum, de limiter son impact esthétique. Par exemple, la forme des bâtiments ou d'autres structures de la centrale peut être conçue de façon à s'harmoniser avec l'environnement

proche. De même, dans certaines centrales, les grandes structures comme les tours de refroidissement ont été recouvertes de fresques. Ailleurs on a choisi d'enterrer une grande partie de la centrale. En outre, les lignes électriques à haute tension sont souvent enterrées pour limiter leur impact visuel. Enfin, un certain nombre d'impératifs ou de restrictions concernant l'aménagement du territoire peuvent induire des coûts indirects en imposant l'implantation de la centrale en un endroit différent de celui initialement prévu.

En résumé, les règles d'aménagement du territoire et d'occupation des sols sont souvent liées à des prescriptions environnementales et entraînent des coûts tant au moment de la construction que lors de l'exploitation des centrales électriques.

Coût de l'administration des réglementations environnementales

Une partie des coûts de production de l'électricité est imputable aux activités nécessaires pour prouver que la législation environnementale est respectée : mesures, vérifications, établissement des dossiers et communication des rapports. Les coûts d'administration correspondants pour chaque centrale augmentent avec le niveau de détail de la réglementation.

Pour chaque effluent ou rejet soumis à la réglementation, la centrale doit procéder à une série de mesures afin de vérifier le respect des normes correspondantes. On trouvera ci-dessous un d'échantillon de mesures nécessaires pour le contrôle de la pollution atmosphérique :

- vitesse et débit volumique calculé des fumées ;
- température des fumées ;
- teneur en SO₂ ;
- teneur en NO_x ;
- teneur en particules ;
- taux d'oxygène ;
- débit de charbon (réglementations prévoyant des réductions exprimées en pourcentage) ;
- teneur en soufre du charbon (réglementations prévoyant des réductions exprimées en pourcentage).

Le coût de chaque mesure varie fortement en fonction de la fréquence des mesures et de la grandeur physique mesurée. Pour déterminer la teneur en polluants de petites quantités de fumées, des appareils sensibles et sophistiqués peuvent être nécessaires. Les coûts correspondants comprennent une part fixe pour les instruments et une part de charges courantes pour les matières, les réactifs et les opérateurs.

La surveillance en continu d'un effluent donné représente le cas de figure le plus coûteux. Aux États-Unis, les systèmes de surveillance continue des émissions sont devenus obligatoires pour la plupart des centrales électriques concernées par les amendements de 1990 au Clean Air Act. En règle générale, ces systèmes prélèvent des échantillons fumées, qu'ils acheminent vers des appareils de mesure permettant de déterminer les concentrations de polluants. Il est également possible de mesurer directement ces concentrations dans le flux des fumées (mesures « in situ »). On combine alors les débits de fumées aux valeurs des concentrations pour obtenir une estimation du flux total de polluants. Le DOE (1994) estime à 850 000 US\$ l'investissement moyen nécessaire pour s'équiper d'un système de surveillance continue des émissions imposé par les normes en vigueur, et à 425 000 US\$ le coût moyen d'exploitation et d'entretien de ce système. Pour six entreprises

d'électricité représentatives concernées par les amendements de 1990 au Clean Air Act, l'investissement dans des systèmes de surveillance des émissions a représenté 9 pour cent des coûts d'investissement payés pour respecter la réglementation (DOE, 1997).

Il faut également contrôler la teneur en substances potentiellement polluantes des effluents solides et liquides. Ainsi, les contrôles de qualité de l'eau portent souvent sur des dizaines de substances tels que l'arsenic, le cadmium, le chrome, le cuivre, le plomb, divers sels et des substances organiques. Par ailleurs, des tests de lixiviation des cendres de charbon sont généralement obligatoires. La mesure d'une série de composés dans les effluents solides et liquides peut coûter plusieurs milliers de dollars des États-Unis par échantillon. Bon nombre de centrales électriques possèdent leur propre laboratoire d'analyse pour effectuer les mesures exigées par la réglementation.

Une fois les mesures physiques réalisées, il faut analyser les résultats et établir des dossiers afin de les communiquer aux autorités compétentes. Il n'est pas rare de voir des centrales dotées d'un département chargé de veiller au respect de la législation environnementale et constitué d'une équipe de conseillers techniques et juridiques.

Les centrales nucléaires supportent des coûts particulièrement lourds pour respecter la réglementation en raison de la complexité et du niveau de détail de la réglementation de la sûreté nucléaire. Toute modification des procédures d'exploitation ou des matériels importants pour la sûreté fait l'objet d'analyses et d'examen avec les autorités de sûreté. Aux États-Unis, au moins deux inspecteurs permanents de la Nuclear Regulatory Commission [Commission de la réglementation nucléaire (NRC)] sont affectés à chaque site de centrale nucléaire. La NRC procède en outre à des inspections régulières ou inopinées. En moyenne, chaque centrale nucléaire fait l'objet de 4 000 à 8 000 heures d'inspection par an, en plus de la surveillance quotidienne exercée par les inspecteurs permanents (NEI, 1996a). Enfin, la NRC évalue les performances des centrales tous les 18 mois dans le cadre d'une Analyse systématique des performances des exploitants, qui porte sur l'ensemble des services d'exploitation et d'entretien et des services techniques et auxiliaires.

Dioxyde de carbone

Le débat sur le changement climatique a attiré l'attention sur la production de dioxyde de carbone dans les centrales électriques, qui représente environ un tiers des émissions mondiales. La précédente étude consacrée aux coûts de production de l'électricité (OCDE, 1993) exposait les problèmes liés au changement climatique qui intéressent le secteur de l'électricité. Depuis 1992, les Parties à la Convention-cadre sur les changements climatiques discutent et débattent de la marche à suivre pour infléchir les émissions de gaz à effet de serre. En vertu du Mandat de Berlin de 1995 à la Convention, certaines Parties doivent définir des objectifs quantifiés de limitation et de réduction des émissions afin de limiter ou de réduire efficacement les émissions nationales de gaz à effet de serre, de façon à atteindre un niveau visé à l'échelle mondiale après l'an 2000. La Conférence de Kyoto de 1997, qui a réuni les Parties à la Convention, a servi à élaborer des objectifs chiffrés juridiquement contraignants. La formulation détaillée des actions qui permettraient de réaliser les objectifs de la Convention est compliquée par des questions d'équité entre les pays, de différenciation des objectifs en fonction des situations nationales et de calendrier des actions, ainsi que par des problèmes pratiques de mise en œuvre.

Alors que les changements climatiques sont au cœur des préoccupations, rares sont les politiques contraignantes expressément liées à la réduction des émissions de CO₂ des centrales électriques qui

sont entrées en vigueur à ce jour. L'attention s'est surtout portée sur l'application générale de taxes sur le CO₂ ou sur les énergies fossiles qui, à quelques exceptions près, ne concernent pas la production d'électricité. Pour l'essentiel, les centrales électriques ne supportent donc aujourd'hui pas de coûts directs liés à des mesures de réduction des émissions de CO₂.

Cette situation pourrait toutefois changer à l'avenir. Les coûts de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles sont sensibles aux mesures destinées à diminuer la production de CO₂, dans la mesure où les gaz de combustion contenant du CO₂ forment le premier sous-produit de cette activité. Pour une quantité donnée d'électricité produite, la quantité de CO₂ générée dépend du combustible utilisé et du rendement de la production. Par conséquent, en influant sur ces deux variables clés, des mesures visant à réduire la production de CO₂ dans le secteur électrique pourraient se révéler efficaces. Elles favoriseraient les combustibles générant moins de CO₂ par unité produite et les combinaisons de technologies/combustibles présentant les meilleurs rendements. En règle générale, plus le combustible est dense, plus sa teneur en carbone est élevée et plus la production de dioxyde de carbone par unité d'énergie du combustible est importante. La production d'électricité à partir du charbon génère entre 75 et 100 pour cent de plus de CO₂ par kWh que les cycles combinés au gaz, car la teneur en carbone par unité d'énergie du combustible est supérieure et le rendement de production, inférieur.

Aussi, des mesures de réduction du CO₂ rejeté au cours de la production d'électricité auraient tendance à augmenter les coûts de production des centrales à charbon par rapport à ceux des installations au fioul ou au gaz. La production d'électricité à partir du nucléaire et des énergies renouvelables, qui ne génère pas directement de CO₂, ne serait pas touchée par ce genre de mesures, et ses performances économiques deviendraient meilleures par rapport à l'utilisation de combustibles fossiles. Logiquement, l'adoption de mesures pour abaisser les émissions de CO₂ améliorerait par conséquent les performances économiques des sources d'électricité qui ne produisent pas de dioxyde de carbone. Dans les pays où la construction de centrales nucléaires n'est pas envisageable, ces mesures profiteraient donc aux énergies renouvelables. Toutefois, en dehors de ces premières observations, il n'est pas possible de préciser les valeurs exactes ni les effets sur la compétitivité des différentes options de production d'électricité en base. Ils dépendront en fait de l'importance de l'engagement en faveur de la réduction des émissions de CO₂ et de la forme que prendront les mesures adoptées dans ce domaine.

Importance des différentes composantes des coûts de la protection de l'environnement

Comme nous l'avons vu dans les sections précédentes, les coûts de protection de l'environnement sont importants dans le domaine de la production d'électricité. Ils dépendent de nombreux facteurs liés au combustible, à la technologie employée dans la centrale et aux réglementations nationales et locales en matière d'environnement. Les coûts de protection de l'environnement deviennent un facteur déterminant dans la concurrence entre les combustibles. Le tableau A6-3 contient des estimations de l'importance des coûts de protection de l'environnement déjà compris dans les coûts globaux de la production d'électricité.

**Tableau A6-3. Coûts de la protection de l'environnement en pourcentage
du coût total de production de l'électricité, estimations agrégées**

Élément de coût	Coûts de la protection de l'environnement, %	Source de l'estimation
Chaudières à charbon		
Contrôle de la pollution atmosphérique	6 - 18 %	UNIPEDA, 1995
Refroidissement	0 - 2 %	UNIPEDA, 1995
Élimination des déchets	0 %	UNIPEDA, 1995
Redevances d'environnement	0 - 9 %	UNIPEDA, 1995
Total	10 - 26 %	UNIPEDA, 1995
Contrôle des émissions de SO ₂ et NO _x	15 - 20 %	Takeshita, 1995
Contrôle des émissions de particules	3 - 4 %	Takeshita, 1995
Total	12 - 42 %	CIAB, 1983
Cycle combiné au gaz		
Contrôle de la pollution atmosphérique	0 - 6 %	UNIPEDA, 1995
Refroidissement	0 - 3 %	UNIPEDA, 1995
Redevances d'environnement	0 - 5 %	UNIPEDA, 1995
Total	0 - 9 %	UNIPEDA, 1995
Nucléaire		
Évacuation du combustible usé	1 - 4 %	Estimations du Secrétariat
Systèmes de sûreté, protection de la santé et de l'environnement	15 - 45 %	Forsberg et Reich (1991); estimations du Secrétariat AIE

Note : Des estimations des coûts des systèmes liés à la sûreté dans les centrales nucléaires sont difficiles à établir en raison des fonctions multiples assurées par ces systèmes et non une fonction de sûreté exclusivement.

RÉFÉRENCES

CIAB (1983), *Coal Use and the Environment, Volume 1, Table 1*, International Energy Agency, Paris, France.

COUCH, G., (1997), *OECD, Coal-Fired Power Generation – Trends in the 1990s*, IEAPER/33, IEA Coal Research, London, UK.

DOE (1994), *Continuous Emission Monitoring, Acid Rain Compliance Strategies for the Clean Air Act Amendments of 1990*, Appendix F, DOE/EIA-0582, US Department of Energy, Washington, DC, USA.

DOE (1997), *Costs and Characteristics of Selected Phase I Units, by Utility*, The Effects of Title IV of the Clean Air Act Amendments of 1990 on Electric Utilities: An Update, Appendix C, DOE/EIA-0582(97), US Department of Energy, Washington, DC, USA.

FORSBERG, C.W., and REICH W.J., (1991), *Worldwide Advanced Nuclear Power Reactors with Passive and Inherent Safety: What, Why, How, and Who*, ORNL/TM-11907, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, USA, September 1991.

FOX, M.R., (1995), *Nuclear Regulation – The Untold Story*, Public Utilities Fortnightly, August 1995, pp. 37-41.

GOLDSMITH, M., (1994), *Environmental Externalities: An Issue Under Critical Review*, IRP Monograph Series No. 3, Edison Electric Institute, Washington, DC, USA.

GAO (1995), *Consideration of Environmental Costs in Selecting Fuel Sources*, Report GAO/RCED-95-187, United States General Accounting Office, Washington, DC, USA.

HOHMEYER, O., and OTTINGER, R.L., (Eds. 1991), *External Environmental Costs of Electric Power - Analysis and Internalisation*, Springer-Verlag, Paris, France.

IAEA (1994), *Assessment and Comparison of Waste Management System Costs for Nuclear and Other Energy Sources*, Technical Reports Series Number 366, International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria.

MacKERRON, G., (1993), *Economic Aspects of the Fuel Cycle*, (Table 2), Proceedings of the IBC Conference on the Nuclear Fuel Cycle, London, UK.

MEIJ, R., HADDERINGH R.H., and Van der BRUGGHEN, F.W., (1993), *Environmental Aspects of Coal-Fired Power Plants in the Netherlands: Water and Waste Issues*, in Proceedings of the Second World Coal Institute Conference Coal for Development, London, UK, 24-26 March 1993, World Coal Institute, London, UK, pp. 237-244.

- MPS (1996), *Government Increase Nuclear Subsidies to Local Governments*, Modern Power Systems, September 1995, p. 9.
- AEN (Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire), (1998), *Coûts des sites d'évacuation de déchets de faible activité*, Paris, France, chapitre 5.
- NEI (1996a), *Nuclear Power Plant Oversight: Industry and Government Roles*, Factsheet, Nuclear Energy Institute, Washington, DC, USA, June 1996.
- NEI (1996b), *Nuclear Power Plant Licensing*, Factsheet, Nuclear Energy Institute, Washington, DC, USA, June 1996.
- AEN (Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire, (1993), *Le changement climatique dans Prévisions des coûts de production de l'électricité – Mise à jour 1992*, Annexe 10, Paris, France.
- OECD (1994), *Managing the Environment – The Role of Economic Instruments*, OECD, Paris, France.
- OTA (1994), *Studies of the Environmental Costs of Electricity*, Report No. OTA-BP-ETI-134, United States Office of Technology Assessment, Washington, DC, USA.
- OTTINGER, R.L., WOOLEY, D.R., ROBINSON, N.A., HODAS, D.R., and BABB S.E., (1991), *Environmental Costs of Electricity*; (Chapter 8 presents annotated and unannotated bibliographies with hundreds of references to articles related to externalities), Oceana Publications Inc., London, UK,
- SEMENOV, B.A., (1995), *Keynote Address*, in Proceedings of the International Symposium on Electricity, Health, and the Environment, International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria.
- SLOSS, L.L., SMITH, I.M., and ADAMS, D.M.B., (1996), *Pulverised Coal Ash – Requirements for Utilisation*, IEACR/88, IEA Coal Research, London, UK.
- SNYDER, R.B., (1993), *Alternative Control Techniques Document: NO_x Emissions from Stationary Gas Turbines*, Report Number EPA-453/R93-007, United States Environmental Protection Agency, Office of Air Quality, Planning, and Standards, Research Triangle Park, NC, Prepared by Midwest Research Institute, Cary, NC, USA.
- SOUD, H.N., (1994), *FGD Installations on Coal-Fired Plants*, IEACR/71, IEA Coal Research, London, UK, June 1994, p. 38.
- SOUD, H.N. and FUKASWA, K., (1996), *Developments in NO_x Abatement and Control*, IEACR/89, IEA Coal Research, London, UK.
- TAKESHITA, M., (1995), *Air Pollution Control Costs for Coal-Fired Power Stations*, IEAPER/17, IEA Coal Research, London, UK.
- UNIPEDE (1995), *The Effect of Environmental Legislation and Policies on Electricity Production in EU Countries*, Report 200.01 ENVCOM, International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy, Paris, France.

Annexe 7

ÉLÉMENTS INCLUS DANS LES COÛTS

Tableau A7.1 **Éléments des coûts d'investissement : nucléaire**

	CA	FI	FR	JP	KR	SP	TK
Construction							
<i>Coûts directs</i>							
• Préparation du site	√	√	√	√	X [2]	√	√
• Génie civil	√	√	√	√	√	√	√
• Matériel, équipement et main d'œuvre	√	√	√	√	√	√	√
<i>Coûts indirects</i>							
• Conception, ingénierie et supervision	√	√	√	√	√	√	√
• Matériel et exploitation provisoires	√	√	√	√	√	√	√
• Frais d'administration sur le site	√	√	√	√	√	√	√
<i>Coûts supportés par le propriétaire</i>							
• Administration générale	√	√	√	√	√	√	X
• Pré-exploitation	√	√	√	√	√	√	√
• R-D (spécifique à la centrale)	√	√	X	X	X [2]	√	X
• Pièces détachées	√	√	√	√	√	√	√
• Sélection du site, autorisation & relations publiques	√	√	√	√	√	√	√
• Taxes (locales/regionales spécifiques à la centrale)	√	√	X	X	√	√	X
Autres coûts supplémentaires en capital							
• Première charge d'eau lourde	√	NA	NA	NA	NA	NA	NA
• Rénovations majeures	X	X	X	X	X	X	X
• Crédits	X	X	X	X	X	X	X
Déclassement	[1]				[2]		
• Conception, autorisation et relations publiques	√	√	√	X		√	X
• Démantèlement et stockage des déchets	√	√	√	√		√	√
• Évacuation des déchets	√	√	√	√		√	√
• Réhabilitation du site	√	√	√	X		√	X
Provisions pour aléas (part des coûts de base, si spécifié)	5%	5%	3%	X	3%[3]	√	√

Abréviations : NA = non applicable ; NS = non spécifié ; √ = compris ; X = non compris.

Notes :

1. Au stade 1 dans un délai de 35 ans, puis passage au stade 3.
2. Coûts indirects compris.
3. Part des coûts d'investissement payés à des fournisseurs domestiques.

Tableau A7.1 Éléments des coûts d'investissement : nucléaire

US	BR	CH-N1/2	CH-N3	IN	RO	RU	
							Construction
							<i>Coûts directs</i>
√	√	√	√	√	√	√	• Préparation du site
√	√	√	√	√	√	√	• Génie civil
√	√	√	√	√	√	√	• Matériel, équipement et main d'œuvre
							<i>Coûts indirects</i>
√	√	√	√	√	√	√	• Conception, ingénierie et supervision
X	√	√	√	√	√	√	• Matériel et exploitation provisoires
√	√	√	√	√	√	√	• Frais d'administration sur le site
							<i>Coûts supportés par le propriétaire</i>
√	√	√	√	√	√	√	• Administration générale
√	√	√	√	√	√	√	• Pré-exploitation
X	√	√	√	√	X	X	• R-D (spécifique à la centrale)
X	√	√	√	√	√	√	• Pièces détachées
X	NS	√	√	√	√	√	• Sélection du site, autorisation & relations publiques
X	X	√	√	√	√	X	• Taxes (locales/regionales spécifiques à la centrale)
							Autres coûts supplémentaires en capital
NA	NA	NA	X	√	√	NA	• Première charge d'eau lourde
X	√	X	X	√	X	X	• Rénovations majeures
X	X	X	X	√[4]	X	X	• Crédits
	NS						Déclassement
√		√	√	√	X	√	• Conception, autorisation et relations publiques
√		√	√	√	X	√	• Démantèlement et stockage des déchets
√		√	√	√	X	√	• Évacuation des déchets
√		√	√	√	X	X	• Réhabilitation du site
10%	10%	√	√	5%	X	23%	Provisions pour aléa (part des coûts de base, si spécifié)

Abréviations : NA = non applicable ; NS = non spécifié ; √ = compris ; X = non compris.

Note :

4. Exploitation pré-commerciale, matériaux recyclés, et inventaire d'eau lourde après déclassement.

Tableau A7.2 **Éléments des coûts d'exploitation et d'entretien : nucléaire**

	CA	FI	FR	JP	KR	SP	TK
Exploitation	√	√	√	√	√	√	√
Contrôle du site	√	√	√	√	√	√	√
Entretien (matériaux, main d'œuvre, services)	√	√	√	√	√	√	√
Personnel de soutien en ingénierie	√	√	√	√	√	√	√
Administration	√	√	√	√	√	√	√
Gestion et évacuation des déchets d'exploitation	√	√	√	√	√	√	√
Frais généraux induits par les services centraux	√	√	√	√	√	√	√
Taxes et droits (spécifiques à la centrale)	√	√	X	X	√	√	√
Assurance (spécifique à la centrale)	√	√	√	√	√	√	√
Rénovations majeures	X	√ [1]	X	X	√	X	X
Organismes réglementaires	√	√	√	X	√	√	NS
Garanties	√	√	√	√	√	√	X
Autres	X	√ [NS]	X	X	√ [2]	X	X

Abréviations : NA = non applicable ; NS = non spécifié ; √ = compris ; X = non compris.

Notes :

1. 1,2 pour cent des coûts d'investissements totaux par an.
2. R-D spécifique à la centrale et générique, déclassement, gestion du combustible déchargé et évacuation des déchets.

Tableau A7.3 **Éléments des coûts du combustible : nucléaire**

	CA	FI	FR	JP	KR	SP	TK
Concentré d'uranium	√	√	√	√	√	√	√
Conversion en UF ₆ (LWR)/UO ₂ (PHWR)	√		√	√	√	√	√
Enrichissement	NA	√	√	√	√	√	√
Fabrication du combustible	√	√	√	√	√	√	√
Transport du combustible déchargé	√	√	√	√	X [1]	NS	√
Conditionnement et évacuation du combustible utilisé	√	√	NA	NA	X [1]	NS	√
Retraitement et conditionnement des déchets	NA	NA	√	√	X [1]	NA	NA
Évacuation des déchets	√	√	√	√	X [1]	√	X
Premier cœur	√	√	√	√	X	X	X
Taxes	X	√	X	X	X	X	X

Abréviations : NA = non applicable ; NS = non spécifié ; √ = compris ; X = non compris.

Note:

1. Inclus dans les coûts d'exploitation et d'entretien.

Tableau A7.2 Éléments des coûts d'exploitation et d'entretien : nucléaire

US	BR	CH-N1/2	CH-N3	IN	RO	RU	
√	√	√	√	√	√	√	Exploitation
√	√	√	√	√	√	√	Contrôle du site
√	√	√	√	√	√	√	Entretien (matériaux, main d'œuvre, services)
√	√	√	√	√	√	√	Personnel de soutien en ingénierie
√	√	√	√	√	√	√	Administration
√	√	√	√	√	√	√	Gestion et évacuation des déchets d'exploitation
√	√	√	√	√	√	X	Frais généraux induits par les services centraux
√	X	√	√	X	√	X	Taxes et droits (spécifiques à la centrale)
√	√	√	√	√	√	X	Assurance (spécifique à la centrale)
X	X	√	√	X	X	X	Rénovations majeures
X	√	√	√	X	√	√	Organismes réglementaires
√	NS	√	√	X	√	√	Garanties
X	X	X	√ [3]	X	X	X	Autres

Abréviations : NA = non applicable ; NS = non spécifié ; √ = compris ; X = non compris.

Notes:

3. Premier inventaire d'eau lourde ventilé sur les quinze premières années d'exploitation.

Tableau A7.3 Éléments des coûts du combustible : nucléaire

US	BR	CH-N1/2	CH-N3	IN	RO	RU	
√	√	√	√	√	√	√	Concentré d'uranium
√	√	√	√	X	X	√	Conversion en UF ₆ (LWR)/UO ₂ (PHWR)
√	√	√	NA	NA	NA	√	Enrichissement
√	√	√	√	√	√	√	Fabrication du combustible
√	X	√	√	√	√	√	Transport du combustible déchargé
√	X	NA	√	X	√	√	Conditionnement et évacuation du combustible utilisé
NA	NA	√	NA	NA	NA	NA	Retraitement et conditionnement des déchets
X	X	X	X	X	X	√	Évacuation des déchets
X	√	X	X	√	X	√	Premier coeur
X	X	X	X	X	X	X	Taxes

Abréviations : NA = non applicable ; NS = non spécifié ; √ = compris ; X = non compris.

Tableau A7.4 **Éléments des coûts d'investissement : charbon**

	BE	CA	DE	FI	FR	HN-C1	HN-C2	IT	JP	KR
Construction										
<i>Coûts directs</i>										
• Préparation du site	√	√	√	√	√	√	√	√	√	X [2]
• Génie civil	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
• Matériel, équipement & main d'œuvre	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
<i>Coûts indirects</i>										
• Conception, ingénierie & supervision	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
• Matériaux et exploitation provisoires	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
• Frais d'administration sur le site	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
<i>Coûts supportés par le propriétaire</i>										
• Frais d'administration généraux	√	√	X	√	√	√	√	√	√	√
• Pré-exploitation	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
• R-D (spécifique à la centrale)	√	√	X	X	X	√	√	√	X	X [3]
• Pièces détachées	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
• Choix du site, autorisations et relations publiques	X	√	√	√	√	√	√	√	X	√
• Taxes (locales/régionales, spécifiques à la centrale)	X	√	√	√	X	√	√	√	X	√
Autres coûts										
• Rénovations majeures	X	X	X	X	X	X	X	√	X	X
• Déclassement	X	X	X	√	√ [1]	X	√	X	X	X
• Autres	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Provisions pour aléas (pour cent du coût de base si spécifié)	X	5%	X	5%	5%	5%	X	X	X	3% [4]

Abréviations : NA = non applicable ; NS = non spécifié ; √ = compris ; X = non compris.

Notes :

1. Les dépenses sont compensées par les revenus provenant des matériaux recyclés.
2. Inclus dans les coûts indirects.
3. Inclus dans les coûts d'exploitation et d'entretien.
4. Part des coûts d'investissement payés à des fournisseurs domestiques.

Tableau A7.5 **Éléments des coûts d'exploitation et d'entretien : charbon**

	BE	CA	DE	FI	FR	HN-C1	HN-C2	IT	JP	KR
Exploitation	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
Entretien (matériaux, main d'œuvre, services)	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
Personnel de soutien en ingénierie	NS	√	√	√	√	√	√	√	√	√
Administration	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
Frais généraux des services centraux	√	√	X	√	√	X	√	X	√	√
Taxes et droits (spécifiques à la centrale)	√	√	√	√	X	X	X	√	X	√
Assurance (spécifique à la centrale)	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
Rénovations majeures	X	X [2]	X	√ [3]	X	√	√ [4]	X	X	√
Évacuation des déchets d'exploitation	X [1]	√	X	√	√	√	√	√	√	√
Autres	X	X	X	X	X	X	X	X	X	√ [5]

Abréviations : NA = non applicable ; NS = non spécifié ; √ = compris ; X = non compris.

Notes:

1. Inclus dans le coût du combustible.
2. Inclus dans le coût de construction de base.
3. 1,2 pour cent du coût d'investissement par an.
4. 1,5 pour cent du coût d'investissement.
5. R-D spécifique à la centrale et générique.

Tableau A7.4 **Éléments des coûts d'investissement : charbon**

NL	PT	SP	TK	US	BR	CH	IN	RU	
									Construction
√	√	√	√	√	√	√	√	√	Coûts directs
√	√	√	√	√	√	√	√	√	• Préparation du site
√	√	√	√	√	√	√	√	√	• Génie civil
√	√	√	√	√	√	√	√	√	• Matériel, équipement & main d'œuvre
√	√	√	√	√	√	√	√	√	Coûts indirects
√	√	√	√	X	√	√	√	√	• Conception, ingénierie & supervision
√	√	√	√	√	√	√	√	√	• Matériaux et exploitation provisoires
√	√	√	√	√	√	√	√	√	• Frais d'administration sur le site
√	√	√	X	√	√	√	√	√	Coûts supportés par le propriétaire
√	√	√	√	√	√	√	√	√	• Frais d'administration généraux
√	√	√	X	X	X	√	X	√	• Pré-exploitation
√	√	√	√	X	√	√	√	X	• R-D (spécifique à la centrale))
√	√	√	√	X	√	√	√	X	• Pièces détachées
√	√	√	X	X	X	√	√	X	• Choix du site, autorisations et relations publiques
√	X	X	√	X	X	√	√	X	• Taxes (locales/régionales, spécifiques à la centrale)
X	X	X	√	X	√	X	X	X	Autres coûts
√	X	√	√	X	X	X [3]	X	X	• Rénovations majeures
X	X	X	X	√ [5]	X	X	X	X	• Déclassement
X	X	X	X	√ [5]	X	X	X	X	• Autres
5%	4%	X	X	√ [6]	10%	√	3%	NS	Provisions pour aléas (pour cent du coût de base si spécifié)

Abréviations : NA = non applicable ; NS = non spécifié ; √ = compris ; X = non compris.

Notes:

3. Inclus dans les coûts d'exploitation et d'entretien.
5. Dépenses annuelles de post-exploitation de US\$ 5 par kWe par an.
6. 7,4 et 7,2 pour cent du coût de base pour C1 & C2 respectivement.

Tableau A7.5 **Éléments des coûts d'exploitation et d'entretien : charbon**

NL	PT	SP	TK	US	BR	CH	IN	RU	
√	√	√	√	√	√	√	√	√	Exploitation
√	√	√	√	√	√	√	√	√	Entretien (matériaux, main d'œuvre, services)
√	√	√	√	√	√	√	√	NS	Personnel de soutien en ingénierie
√	√	√	√	√	√	√	√	√	Administration
√	√	√	X	X	√	√	√	X	Frais généraux des services centraux
√	√	X	√	X	X	√	√	X	Taxes et droits (spécifiques à la centrale)
√	√	X	√	X	NS	√	√	X	Assurance (spécifique à la centrale)
X	X	X	√	X	X	√	X	X	Rénovations majeures
√	√	√	√	√	√	√	√	NS	Évacuation des déchets d'exploitation
X	X	X	X	X	X	X	X	X	Autres

Abréviations : NA = non applicable ; NS = non spécifié ; √ = compris ; X = non compris.

Tableau A7.6 **Éléments des coûts du combustible : charbon**

	BE	CA	DE	FI	FR	HN-C1	HN-C2	IT	JP	KR
Prix à la mine ou à la frontière	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
Transport à la centrale	√	√	√	√	√	X	NA [2]	√	√	√
Taxes	X	√	√	√	√	X	X	X	X	√
Autres	√ [1]	X	X	X	X	X	√ [3]	X	X	X

Abréviations : NA = non applicable ; NS = non spécifié ; √ = compris ; X = non compris.

Notes:

1. Évacuation des déchets d'exploitation.
2. La centrale est à côté de la mine de lignite.
3. Coût de la mine de lignite et du fioul pour démarrer la chaudière.

Tableau A7.7 **Éléments des coûts d'investissement : gaz**

	BE	CA	DE	FI	FR	HN	IT	JP
Construction								
<i>Coûts directs</i>								
• Préparation du site	√	√	√	√	√	√	√	√
• Génie civil	√	√	√	√	√	√	√	√
• Matériel, équipement & main d'œuvre	√	√	√	√	√	√	√	√
<i>Coûts indirects</i>								
• Conception, ingénierie & supervision	√	√	√	√	√	√	√	√
• Équipement et main d'œuvre provisoires	√	√	√	√	√	√	√	√
• Frais d'administration sur le site	√	√	√	√	√	√	√	√
<i>Coûts supportés par le propriétaire</i>								
• Administration générale	√	√	X	√	√	√	√	√
• Pré-exploitation	√	√	√	√	√	√	√	√
• R-D (spécifique à la centrale)	√	√	X	X	X	√	√	X
• Pièces détachées	√	√	√	√	√	√	√	√
• Choix du site, autorisations & relations publiques	X	√	√	√	√	√	√	X
• Taxes (locales/régionales spécifiques à la centrale)	X	√	√	√	X	√	√	X
Autres coûts								
• Renovations majeures	X	X	X	X	√ [1]	X	X	X
• Déclassement	X	X	X	√	√ [2]	X	X	X
• Autres	X	X	X	X	X	X	X	X
Provisions pour aléas (part du coût de base si spécifié)	X	5%	X	5%	5%	10%	X	X

Abréviations : NA = non applicable ; NS = non spécifié ; √ = compris ; X = non compris.

Notes:

1. Remplacement de l'unité à la fin de ses 20 ans de durée de vie technique.
2. Les dépenses sont compensées par les revenus issus des matériaux recyclés.

Tableau A7.6 Éléments des coûts du combustible : charbon

NL	PT	SP	TK	US	BR	CH	IN	RU	
√	√	√	√	√	√	√	√	√	Prix à la mine ou à la frontière
√	√	√	√ [4]	√	√	√	√	X	Transport à la centrale
√	X	X	√	√	X	√	X	X	Taxes
X	X	X	X	X	X	X	X	X	Autres

Abréviations : NA = non applicable ; NS = non spécifié ; √ = compris ; X = non compris.

Notes:

4. Pour TK-C1 ; pour TK-C2, le coût du transport du lignite domestique est négligeable.

Tableau A7.7 Éléments des coûts d'investissement : gaz

KR	NL	PT	SP	TK	US	BR	RU	
								Construction
								<i>Coûts directs</i>
X [3]	√	√	√	√	√	√	√	• Préparation du site
√	√	√	√	√	√	√	√	• Génie civil
√	√	√	√	√	√	√	√	• Matériel, équipement & main d'œuvre
								<i>Coûts indirects</i>
√	√	√	√	√	√	√	√	• Conception, ingénierie & supervision
√	√	√	√	√	X	√	√	• Équipement et main d'œuvre provisoires
√	√	√	√	√	√	√	√	• Frais d'administration sur le site
								<i>Coûts supportés par le propriétaire</i>
√	√	√	√	X	√	√	√	• Administration générale
√	√	√	√	√	√	√	√	• Pré-exploitation
X [4]	√	√	√	X	X	X	√	• R-D (spécifique à la centrale)
√	√	√	√	√	X	√	X	• Pièces détachées
√	√	√	√	√	X	X	X	• Choix du site, autorisations & relations publiques
√	√	X	X	√	X	X	X	• Taxes (locales/régionales, spécifiques à la centrale)
								Autres coûts
X	X	X	X	X	X	√ [8]	X	• Rénovations majeures
X	√	X	√	X	X	X	X	• Déclassement
X	X	X	X	X	√ [6]	X	X	• Autres
3% [5]	5%	4%	X	X	√ [7]	10%	√ [9]	Provisions pour aléas (part du coût de base si spécifié)

Abréviations : NA = non applicable ; NS = non spécifié ; √ = compris ; X = non compris.

Notes:

3. Inclus dans les coûts indirects.
 4. Inclus dans les coûts d'exploitation et d'entretien.
 5. Pour cent des coûts d'investissement payés à des fournisseurs domestiques.
 6. Dépenses de post-exploitation de US\$ 2 par kWe par an.
 7. 5.2 et 8 pour cent du coût de base pour G1 et G2 respectivement.
 8. 75 pour cent du coût d'investissement dans la vingtième année d'exploitation.
 9. Inclus dans les coûts de base.

Tableau A7.8 **Éléments des coûts d'exploitation et d'entretien : gaz**

	BE	CA	DE	FI	FR	HN	IT	JP
Exploitation	√	√	√	√	√	√	√	√
Entretien (matériel, main d'œuvre, services)	√	√	√	√	√	√	√	√
Personnel de soutien en ingénierie	NS	√	√	√	√	√	√	√
Gestion	√	√	√	√	√	√	√	√
Frais généraux des services centraux	√	√	X	√	√	√	X	√
Taxes et droits (spécifiques à la centrale)	√	√	√	√	X	X	√	X
Assurance (spécifique à la centrale)	√	√	√	√	√	√	√	X
Rénovations majeures	X	X	X	√ [2]	X	√	X	X
Évacuation des déchets d'exploitation	X [1]	X	X	√	√	X	√	√
Autres	X	X	X	X	X	X	X	X

Abréviations : NA = non applicable ; NS = non spécifié ; √ = compris ; X = non compris.

Notes:

1. Inclus dans les coûts du combustible.
2. 1,3 pour cent des coûts d'investissement par an.

Tableau A7.9 **Éléments des coûts du combustible : gaz**

	BE	CA	DE	FI	FR	HN	IT	JP
Prix à la mine ou à la frontière	√	√	√	√	√	√	√	√
Transport à la centrale	√	√	√	√	√	X	√	√
Taxes	X	√	√	√	√	X	X	X
Autres	√ [1]	X	X	X	X	X	X	X

Abréviations : NA = non applicable ; NS = non spécifié ; √ = compris ; X = non compris.

Note:

1. Évacuation des déchets d'exploitation.

Tableau A7.8 Éléments des coûts d'exploitation et d'entretien : gaz

KR	NL	PT	SP	TK	US	BR	RU	
√	√	√	√	√	√	√	√	Exploitation
√	√	√	√	√	√	√	√	Entretien (matériel, main d'œuvre, services)
√	√	√	√	√	√	√	X	Personnel de soutien en ingénierie
√	√	√	√	√	√	√	√	Gestion
√	√	√	√	√	X	√	X	Frais généraux des services centraux
√	√	√	X	√	X	X	X	Taxes et droits (spécifiques à la centrale)
√	√	√	X	√	X	NS	X	Assurance (spécifique à la centrale)
√	X	X	X	X	X	X	X	Rénovations majeures
√	√	X	√	√	√	X	X	Évacuation des déchets d'exploitation
√ [3]	X	X	X	X	X	X	X	Autres

Abréviations : NA = non applicable ; NS = non spécifié ; √ = compris ; X = non compris.

Note:

3. R-D spécifique à la centrale et générique.

Tableau A7.9 Éléments des coûts du combustible : gaz

KR	NL	PT	SP	TK	US	BR	RU	
√	√	√	√	√	√	√	√	Prix à la mine ou à la frontière
√	√	√	√	√	√	√	√	Transport à la centrale
√	√	X	X	√	√	X	X	Taxes
X	X	X	X	X	X	X	X	Autres

Abréviations : NA = non applicable ; NS = non spécifié ; √ = compris ; X = non compris.

INCIDENCES DE LA LIBÉRALISATION DES MARCHÉS SUR LES COÛTS DE PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITÉ

Nous analyserons dans cette annexe les incidences probables de la libéralisation des marchés sur les coûts de production de l'électricité. Par libéralisation des marchés, on entend le mouvement amorcé dans la zone de l'OCDE et dans le reste du monde afin d'améliorer l'efficacité économique de l'industrie électrique par l'introduction de facteurs de concurrence et le passage à une tarification fondée sur les mécanismes du marché. Ce processus revient à transférer au marché la décision auparavant entre les mains des instances gouvernementales. L'objectif principal de cette libéralisation est la réduction des prix payés par les consommateurs. Lorsque le prix de l'électricité ne reflète pas la totalité des coûts payés pour sa fourniture, situation que l'on rencontre dans certains pays en développement, la libéralisation du marché a pour objet de rehausser les prix de façon à prendre en compte l'ensemble des dépenses. Cette libéralisation vise également à réduire le financement par l'État des compagnies d'électricité publiques et à améliorer la compétitivité internationale des industries (et des compagnies d'électricité) nationales.

La libéralisation des marchés n'aura pas des effets seulement sur les prix mais sur la structure des coûts sous-jacente. Les bénéfices réalisés sur la vente au consommateur final, les coûts de transport et de distribution, et les coûts de production seront tous touchés par ce processus. Ce sont les coûts de production qui nous intéressent ici.

Aujourd'hui, on possède encore peu de résultats quantitatifs concernant les effets sur les coûts de la libéralisation des marchés de l'électricité, car le phénomène est nouveau. Dans la zone de l'OCDE, seuls quelques pays ont bien avancé sur la voie d'une production concurrentielle : l'Australie, les États-Unis, la Finlande, la Norvège, le Royaume-Uni et la Suède possèdent depuis les années 90 des marchés spot de l'électricité au niveau national ou des États. Les producteurs indépendants sont autorisés à vendre de l'électricité à des tiers (c'est-à-dire à d'autres que l'entreprise en situation de monopole) dans au moins six autres pays de l'OCDE. Bien que la loi PURPA (États-Unis) remonte à 1978, la plupart des pays n'ont modifié leur législation pour autoriser ce type de vente que dans les années 90. La directive de l'Union européenne sur la libéralisation des marchés de l'électricité n'a été adoptée qu'en 1996. C'est pourquoi, l'analyse présentée dans cette annexe repose essentiellement sur des conjectures économiques, et n'a pas encore été mise à l'épreuve par une expérience à grande échelle sur les marchés nationaux. On trouvera ci-dessous quelques observations sur l'évolution des coûts sur les marchés libéralisés.

Libéralisation des marchés

L'expression « libéralisation des marchés » recouvre un certain nombre de réformes du secteur électrique interdépendantes mais que l'on ne cherche pas systématiquement à mettre en œuvre de front. Ces réformes sont les suivantes :

- transformation en sociétés commerciales – restructuration des entreprises publiques pour leur donner une orientation plus commerciale ;
- privatisation – transfert de l'État à des organismes privés des actifs de l'industrie électrique ;
- déréglementation – réduction du pouvoir de contrôle direct de l'État sur divers aspects des activités de l'industrie ; et
- introduction de la concurrence – possibilité pour plusieurs fournisseurs d'électricité d'entrer en concurrence sur un marché donné.

Le transport et la distribution de l'électricité sont généralement considérés aujourd'hui comme des éléments d'un système monopolistique qui ne se prêtent pas à la concurrence. C'est pourquoi les tentatives de réforme ont jusqu'à présent surtout consisté à introduire la concurrence dans la production. La vente de l'électricité aux utilisateurs finals et le marketing sont des composantes du secteur électrique également susceptibles d'être ouvertes à la concurrence.

Sur chaque marché, la façon d'aborder la libéralisation dépend étroitement de la situation initiale du secteur. Cette dernière se définit par le régime de propriété, l'organisation horizontale et verticale des sous-secteurs et la réglementation en vigueur. L'industrie électrique est souvent nationalisée. Cela étant, il existe des différences considérables dans la situation des secteurs de l'électricité. Dans certains pays, on trouve littéralement des milliers de producteurs et/ou fournisseurs d'électricité privés, alors qu'ailleurs domine une compagnie qui est presque toujours une société publique. Quant à la réglementation, elle va de l'absence totale de contrôle officiel, caractéristique des systèmes où opèrent de grandes sociétés publiques, à un système de réglementation indépendante adoptée contrairement, comme au Royaume-Uni ou aux États-Unis.

Les différentes réformes possibles pour libéraliser les marchés de l'électricité varient tant par leurs effets que par les moyens d'inciter les producteurs d'électricité à modifier leur comportement économique. Toutefois, il est clair qu'un des objectifs primordiaux sera de réduire les coûts de production de l'électricité. La baisse des coûts dans les compagnies publiques transformées en sociétés commerciales peut résulter de procédures comptables plus transparentes permettant de mettre en évidence des schémas de dépenses perfectibles ou dépendant de choix politiques. Dans les entreprises privatisées, elle découlera de leur volonté d'améliorer les bénéfices des nouveaux actionnaires. Sur des marchés qui viennent d'être ouverts à la concurrence, les producteurs s'attacheront à réduire leurs coûts pour concurrencer les autres. Dans tous les cas, la libéralisation des marchés devrait :

- stimuler les efforts des propriétaires de centrales pour réduire les dépenses de production et maximiser leurs revenus ;
- réorienter le processus de décision vers une logique économique plus privée que publique ;
- rendre la tarification plus transparente et efficace, plus proche de la réalité des coûts.

L'ampleur des réductions de coûts réalisables varie selon le pays et la compagnie. Certains systèmes sont déjà relativement efficaces alors que d'autres peuvent encore faire d'importants progrès sur ce plan. La structure des coûts varie considérablement d'une compagnie à l'autre. Par exemple, la valeur comptable moyenne des coûts d'investissement dans les centrales thermiques et nucléaires varie d'un facteur 4,5 et 4,8 entre les pays Membres de l'UNIPED (Olarreaga, 1993 : p. 8). Dans les pays Membres de l'OCDE, les pertes sur le réseau s'échelonnent entre 2 pour cent et plus de 15 pour cent, et les moyennes nationales des rendements des centrales thermiques varient dans une proportion supérieure à 10 pour cent (AIE, 1997). Or toutes ces variations des coûts et performances des systèmes ne peuvent être attribuées à des facteurs locaux incontrôlables tels que les conventions comptables, la composition du parc électrique ou l'âge des installations. Certaines traduisent de véritables écarts au niveau de l'efficacité d'utilisation des facteurs de production. Une étude des compagnies d'électricité américaines laisse penser que l'efficacité de l'exploitation est à l'origine de 60 pour cent des variations des prix moyens sur le système (Haeri, 1997).

Les mesures adoptées à court terme pour s'adapter à la libéralisation des marchés s'inscrivent dans une autre logique que celles envisageables à long terme. Comme il est impossible de changer rapidement les équipements, les producteurs s'attacheront en priorité à réduire leurs dépenses d'exploitation et d'entretien et à améliorer la gestion de leurs actifs et leur gestion financière. À long terme, ils recourront à des technologies et investissements nouveaux pour se doter d'un parc de production dont le coût total sera moindre.

Transparence des objectifs d'intérêt public et de leurs coûts

Les nombreuses formes de libéralisation des marchés ont pour effet de mettre en lumière le coût des objectifs d'intérêt public. En l'absence de concurrence, les pouvoirs publics ont eu recours, pour atteindre leurs buts, à des mécanismes qui n'avaient pas de coût identifiable aussi bien dans le secteur public que dans le secteur privé. Le procédé classique consistait à confier la responsabilité de l'exécution de leurs politiques aux compagnies d'électricité qui, du fait de leur appartenance au secteur public, en supportaient les coûts par le biais de la réglementation, ou encore par leur seule bonne volonté. Ces dépenses pouvaient être répercutées en douceur et de façon diffuse sur les usagers. Les entreprises publiques pouvaient compenser leurs pertes en payant moins au Trésor public (dividendes faibles ou nuls) ou en obtenant de l'État des crédits de fonctionnement annuels plus importants. Indépendamment du régime de propriété, ces mécanismes ont souvent manqué de transparence.

On trouvera sur le tableau A8-1 des exemples d'objectifs d'intérêt public réalisés par l'intermédiaire des compagnies d'électricité.

Tous les mécanismes énumérés sur le tableau A8-1 peuvent conduire à adopter des moyens de production en fonction de critères autres qu'économiques. C'est pourquoi il est parfois impossible de distinguer le coût de l'utilisation de modes de production plus onéreux dans l'ensemble des coûts du parc de production.

Sur les marchés où la production s'ouvre à la concurrence, les décisions individuelles concernant la capacité de production ne se feront plus en fonction de facteurs non économiques, sauf s'il s'agit d'obligations explicitement formulées dans la réglementation et que tous les concurrents éventuels y sont assujettis. Les constructeurs de centrales privées chercheront à produire de l'électricité au coût le plus bas possible en minimisant le coût du combustible, de l'équipement et de la main d'œuvre dans

le cadre des réglementations environnementales applicables à tous les concurrents (on notera le parallèle avec les exemples du tableau A8-1). Tout producteur tenu de réaliser certains objectifs alors que d'autres en sont exempts pourra légitimement se plaindre d'un traitement discriminatoire et attirera l'attention sur les effets des obligations à remplir. L'introduction de la concurrence mettra donc en lumière les coûts des objectifs d'intérêt public antérieurement à la charge du secteur de la production dans les systèmes non concurrentiels.

Tableau A8-1. Exemples d'objectifs d'intérêt public réalisés par l'intermédiaire des compagnies d'électricité

Objectifs d'intérêt public	Obligations imposées aux compagnies
Soutenir la production nationale de charbon	<ul style="list-style-type: none"> • Contrats d'achat de charbon d'origine nationale • Détention de mines de charbon non rentables
Favoriser la sécurité énergétique	<ul style="list-style-type: none"> • Adoption de combustibles spécifiques pour la production d'électricité • Interdiction d'utiliser certains combustibles
Soutenir les fournisseurs d'équipements nationaux	<ul style="list-style-type: none"> • Recours à des procédures d'achat non concurrentielles • Adoption de technologies de production non commerciales
Soutenir l'emploi	<ul style="list-style-type: none"> • Fonctionnement en sureffectif des compagnies d'électricité publiques
Abaisser les émissions de polluants	<ul style="list-style-type: none"> • Adoption de technologies antipollution particulières (pas nécessairement indispensables pour respecter les réglementations en matière d'environnement) • Adoption de technologies de production particulières
Promouvoir les énergies renouvelables	<ul style="list-style-type: none"> • Adoption de technologies renouvelables • Obligation d'acheter de l'énergie produite au moyen de sources renouvelables spécifiques • Tarification favorisant l'achat d'électricité produite au moyen de sources renouvelables

Note : Les exemples figurant sur ce tableau illustrent des dispositions que les compagnies d'électricité peuvent être encouragées à adopter, voire contraintes d'adopter, même en l'absence de réglementation ou de législation spécifique.

Les compagnies publiques peuvent bénéficier d'avantages financiers particuliers destinés à les aider à accomplir une mission stratégique. Il leur est possible, par exemple, de ne pas payer d'impôts sur les bénéfices, d'emprunter à des taux plus faibles sur les marchés d'obligations publiques ou de profiter gratuitement de certains services publics. La transformation en sociétés commerciales ou la privatisation des compagnies d'électricité nationalisées, même en l'absence de concurrence, peut mettre au jour certains de ces avantages financiers non comptabilisés. C'est une conséquence importante de la privatisation.

Bien que l'introduction de la concurrence puisse révéler le coût des politiques publiques mises en œuvre par le biais des compagnies d'électricité, il n'est resté pas moins que la finalité de ces politiques est souvent valable. Des objectifs à long terme, comme la sécurité d'approvisionnement, la protection de l'environnement ou encore des projets sociaux doivent être explicitement pris en compte dans la restructuration du secteur de l'électricité (OCDE, 1997, Tonn, 1995). Nous examinerons, à titre d'exemple, la question de la sécurité d'approvisionnement dans l'annexe 9 au présent rapport.

Répartition des risques

La libéralisation des marchés a pour effet d'accentuer les risques pour ceux qui investissent dans l'industrie électrique et d'atténuer le risque de fluctuation des prix pour les consommateurs. Dans le modèle non concurrentiel, une grande partie des erreurs de calcul des coûts futurs peut être répercutée sur les usagers sous forme de hausses de prix. Dans les systèmes nationalisés, l'État peut accepter que ses compagnies d'électricité aient des bénéfices moindres ou leur fournir une aide financière directe pour compenser les erreurs de prévisions. En revanche, sur les marchés libéralisés, les entreprises qui investissent dans les compagnies d'électricité assument une part plus importante du risque commercial global. La production d'électricité tend alors à devenir une activité commerciale comme les autres, dans laquelle les consommateurs se tournent vers les entreprises bien gérées au détriment des moins performantes.

On trouvera sur le tableau A8-2 des exemples des risques que présentent la production d'électricité. Ces risques existent indépendamment de la réglementation ou de l'organisation du secteur. En revanche, les dispositions que prennent les compagnies pour se prémunir contre ces risques varient, de même que celui qui en subit finalement les coûts.

Tableau A8-2. **Risques caractéristiques de la production d'électricité**

Type de risque	Différence par rapport aux prévisions
Construction Dépassement de coûts Retard dans le calendrier Technologie Financier	Coûts de construction plus élevés Temps de construction plus long ; nécessité éventuelle d'acheter de l'électricité pour combler la pénurie Mauvais fonctionnement de la centrale, notamment lorsqu'une nouvelle technologie est utilisée Faible rendement de la centrale ; faible disponibilité de la centrale Coûts de financement élevés de la centrale
Exploitation Marché Exploitation et maintenance Combustible Financier	Faibles ventes d'électricité, d'où une puissance installée excédentaire ; les gros consommateurs se tournent vers d'autres fournisseurs ; faibles prix de vente de l'électricité Coût élevé de la main-d'œuvre ou des fournitures Prix élevé du combustible ; quantités de combustible insuffisantes Bénéfices plus faibles que prévu ; mauvaise répartition du capital
Politique Réglementaire Environnementale Implantation	Les réglementations entraînent une augmentation des coûts ; augmentation de la charge fiscale Durcissement des lois environnementales ; changement des critères d'évaluation environnementale Interdiction de construire sur le terrain acheté

Comme la plupart des dépenses raisonnables pouvaient être répercutées sur les consommateurs ou assumées par l'État, les compagnies d'électricité ont eu tendance, sur les marchés traditionnels de l'électricité, à se prémunir contre les risques en prenant un luxe de précautions et en évitant de négocier trop âprement pour la construction de leurs centrales, notamment avec les fournisseurs d'équipements. Au moment de peser le risque éventuel et les dépenses effectives pour se couvrir contre le risque, leur préoccupation principale n'était pas de réduire les coûts de production, mais plutôt de mettre la compagnie à l'abri des risques (financiers et politiques entre autres). L'attitude prudente, voire l'aversion pour le risque, de nombreuses compagnies d'électricité en situation de monopole sont bien connues. Ce qui fait dire à de nombreux observateurs que les compagnies d'électricité ont probablement dépensé plus pour les moyens de production qu'elles ne l'auraient fait dans un marché concurrentiel, en perfectionnant à l'excès la conception de leurs centrales (surqualité à la conception) et en se suréquipant. Ce souci de la qualité se traduit par l'adoption de dispositifs qui augmentent le coût unitaire de l'électricité sans répondre à une contrainte de conception fondamentale comme les performances ou la sûreté. Suréquiper consiste à prévoir une capacité de production permettant de satisfaire une croissance de la demande d'électricité surestimée. Cette politique explique l'existence de marges de réserve relativement élevées dans certains réseaux électriques.

Parfois, les compagnies d'électricité ont dépensé davantage pour l'exploitation des centrales qu'elles ne l'auraient fait si la concurrence avait existé. Lorsqu'ils n'étaient pas supportés par la compagnie, certains coûts potentiels et qui auraient pu être évités, par le biais de contrats notamment, n'ont pas toujours reçu l'attention nécessaire. À cet égard, on peut citer l'acceptation de calendriers de construction très justes sans garantie de la part des constructeurs, l'utilisation de technologies non éprouvées sans garantie des fournisseurs ou la conclusion de contrats d'approvisionnement en combustible à long terme au prix fort.

Dans de nombreux systèmes électriques, l'arrivée des producteurs d'électricité indépendants a fait clairement ressortir la nature des risques liés à cette activité (Paffenbarger, 1997a). Se trouvant en dehors du système traditionnel, les producteurs indépendants n'étaient pas en mesure de profiter des avantages de la réglementation à caractère monopolistiques pour répercuter les risques. En général, leur attitude a donc consisté à répartir explicitement les risques par le biais d'une série de contrats. Les contrats de construction à prix fermes transfèrent certains risques liés à la construction au maître d'œuvre. Les contrats d'exploitation et d'entretien transfèrent à un sous-traitant les risques correspondants. Enfin et surtout, un contrat d'achat d'électricité fait supporter à l'entreprise monopolistique qui achète l'électricité produite les risques liés au marché, au combustible, à la réglementation et à l'environnement. Normalement, cette compagnie était tenue d'acheter, à des prix réglementés, l'électricité à un ensemble défini de producteurs éligibles et était autorisée à répercuter le coût de ces achats d'électricité sur ses propres clients. En fin de compte, les producteurs indépendants ont ainsi répercuté un bon nombre de risques sur les consommateurs d'électricité par l'intermédiaire de la société qui achetait l'électricité, opération effectuée cette fois dans le cadre de contrats explicites. Ces contrats ne sont plus possibles sur des marchés de production d'électricité concurrentiels.

Les propriétaires de compagnies d'électricité privés ont dans le passé bénéficié de rendements stables de leurs investissements grâce au mode traditionnel de répartition des risques. Aux États-Unis, par exemple, les rendements des obligations émises par les compagnies d'électricité n'étaient que légèrement supérieurs à ceux des obligations du Trésor, investissement essentiellement sans risque. La variabilité de la rentabilité des actifs des compagnies d'électricité américaines a toujours été l'une des plus faibles de toute l'industrie (Brealey, 1984).

Sur les marchés de l'électricité libéralisés, il est probable que les investisseurs devront s'accommoder d'une plus grande variabilité de leurs rendements, qui devrait se rapprocher de la moyenne des industries comparables. Les coûts imprévus ne pourront être répercutés sur les consommateurs que dans la mesure où toutes les compagnies supporteront les mêmes coûts et s'efforceront de les intégrer à leurs prix. Les compagnies qui ne prendront pas les précautions nécessaires pour réduire les risques au minimum ou qui dépenseront trop pour les éviter ne seront pas en mesure de récupérer leurs dépenses par des hausse de prix, car ces derniers seront fixés par le marché plutôt que par la réglementation. Ces coûts devront être absorbés par ceux qui investissent dans les compagnies d'électricité.

Les investisseurs se divisent en deux grandes catégories : les créanciers et les actionnaires. Des deux, ce sont les actionnaires qui courent les risques les plus grands. Les actionnaires n'ont pas la garantie de dividendes fixes ; les rendements qu'ils obtiennent dépendent des bénéfices de l'entreprise. Les créanciers, en revanche, ont investi sous forme de prêts et d'obligations à taux de rendement fixes. En cas de graves difficultés commerciales, les créanciers ont un droit prioritaire sur l'actif de la compagnie et ont davantage de chance de récupérer leur investissement que les actionnaires. Pour les deux catégories d'investisseurs, les risques sont plus forts sur les marchés libéralisés.

On s'interroge sur les effets d'une augmentation du risque pour les investisseurs sur le coût global du capital pour la production d'électricité. Il est clair que l'accentuation des risques entraînera une augmentation du coût des fonds propres car les actionnaires chercheront une rentabilité supérieure en contrepartie du risque. C'est ce qui ressort des modèles des coûts du capital tels que le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF) ou le modèle d'actualisation des flux de trésorerie pour les dividendes. Cependant, l'importance de la hausse nécessaire pour compenser les risques n'est pas facile à prévoir. Elle est fonction des résultats de l'industrie sur une période de plusieurs années, qui dépendent eux-mêmes de la nature de la concurrence et de la réglementation en vigueur dans le secteur. En moyenne, le coût de la dette pourrait augmenter, mais cela est également difficile à prévoir. Même dans des systèmes non concurrentiels, les compagnies d'électricité éprouvent des difficultés financières et font faillite, et l'arrivée de la concurrence ne conduira pas nécessairement à une baisse de la qualité moyenne de la dette dans l'industrie et, partant, à un alourdissement de son coût moyen. Nous examinerons ci-dessous l'effet du taux d'actualisation sur les coûts d'investissement.

La libéralisation des marchés devrait réduire les coûts de production grâce à une meilleure répartition des risques entre les parties en position d'intervenir pour les atténuer. Dans les systèmes non concurrentiels, les consommateurs assument implicitement les risques, mais ne peuvent entreprendre aucune action collective pour les atténuer, par exemple se tourner vers un fournisseur d'électricité différent dont la stratégie de gestion des risques serait meilleure. Sur les marchés libéralisés, cette démarche est envisageable. Lorsqu'il y a concurrence, ceux qui investissent dans les compagnies d'électricité ont davantage intérêt à réduire effectivement les coûts liés au risque. Ils sont les mieux placés pour répartir les risques car ils peuvent conclure des contrats plus intéressants, trouver de nouveaux partenaires financiers, acquérir des instruments de couverture et s'assurer, pour ne citer que quelques-uns des recours possibles. La concurrence les oblige à éviter tout coût excessif, de sorte que les stratégies consistant à perfectionner à l'excès la conception et à se suréquiper ne risquent pas de trouver beaucoup de partisans.

Coûts d'investissement

Le débat sur les « actifs échoués » au cours du processus de libéralisation des marchés montre que les dépenses d'investissement dans le secteur de l'électricité n'ont pas toujours été totalement maîtrisées sur les marchés traditionnels. Les actifs échoués sont les coûts non amortis d'investissements antérieurs qui auraient été récupérés par les compagnies d'électricité en situation de monopole, mais qui ne le seront pas dans un marché concurrentiel en raison de la baisse des prix de l'électricité. Les investissements élevés ne sont pas la seule source d'actifs échoués mais en représentent une bonne part. Le ministère de l'Énergie des États-Unis estimait que la valeur des actifs échoués dans le pays aurait été comprise entre 72 et 169 milliards de dollars sur un montant total d'actifs d'environ 400 milliards de dollars (AIE, 1997) si des marchés concurrentiels régionaux avaient été mis en place au début de 1998. En Grande-Bretagne, la privatisation du producteur nucléaire British Energy en 1996 a rapporté 1,4 milliards de livres, bien que la centrale la plus récente de la compagnie, Sizewell B, ait été achevée en 1995 pour un coût total supérieur à 3 milliards de livres. Cela ne veut pas dire que les investissements échoués ne concernent que les marchés traditionnels de l'électricité. Les marchés libéralisés ne mettent pas non plus à l'abri de pertes sur la valeur des équipements, mais il est vrai qu'ils inciteront davantage les investisseurs à la prudence.

Priorités aux concepts rentables

Comme nous l'avons vu plus haut, de puissants arguments militent contre le perfectionnement excessif des centrales électriques, en d'autres termes la surqualité. La libéralisation des marchés incite à choisir pour les installations des caractéristiques et technologies permettant de produire l'électricité au coût le plus bas. Toute caractéristique ou contrainte de conception supplémentaire, qui peut être courante bien qu'elle n'apporte pas d'avantage économique évident, sera probablement abandonnée. De leur côté, les compagnies d'électricité font pression sur les fournisseurs d'équipements pour qu'ils rationalisent leurs modèles et réduisent les coûts des principaux équipements.

Cette évolution est perceptible aux États-Unis où dans la plupart des États l'introduction de la concurrence est en préparation ou en discussion depuis quelques années. Les coûts des centrales au charbon ont baissé d'un tiers depuis 1993 (voir annexe 2). Toujours aux États-Unis, les coûts d'investissement dans les centrales à cycle combiné sont passés de plus de 600 dollars/kWe au début des années 90 à moins de 400 dollars/kWe en 1996 (Hansen, 1996). La conception des centrales à cycle combiné s'est simplifiée au cours des années, et les fabricants ont résolu le problème des coûts par la standardisation des installations.

En fait, il est difficile d'évaluer l'influence réelle de la concurrence en raison d'évolutions parallèles dans la technologie comme chez les fournisseurs d'équipement électrique. Les progrès de la technologie des turbines à gaz ont certainement contribué à la baisse des prix des turbines intervenue dans le monde entier au cours des dix dernières années. Les fournisseurs d'équipement, et notamment les fabricants de chaudières, ont subi la pression des producteurs confrontés à la concurrence, mais aussi le contrecoup de la surcapacité existante.

Utilisation plus rationnelle de la capacité de production

Dans un marché concurrentiel, le taux d'utilisation de la capacité de production devrait augmenter. Autrement dit, les producteurs ne ménageront aucun effort pour optimiser les facteurs de charge des centrales, maximiser la production au moment où les prix de l'électricité sont les plus

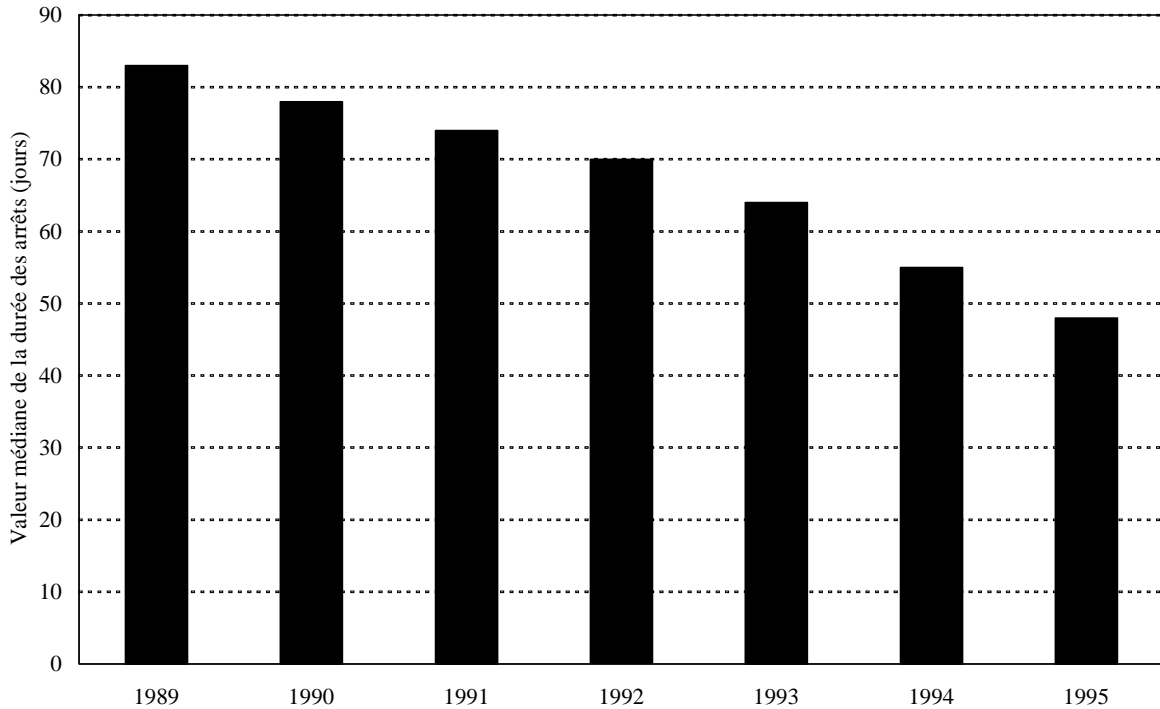
hauts et, au contraire, réduire au minimum les arrêts non programmés et le nombre d'unités rarement utilisés. Comme le montrent clairement les résultats des études de sensibilité concernant les facteurs de charge présentés dans le corps du rapport, une hausse des facteurs de charge peut faire baisser très sensiblement le coût de production final, du fait que les coûts d'investissement sont alors répartis sur un plus grand nombre d'unités d'électricité produites.

La situation aux États-Unis illustre la tendance vers une meilleure utilisation de la puissance installée que l'on peut attendre des marchés en voie de libéralisation. De 1984 à 1993, la disponibilité moyenne des centrales au charbon est passée de 76 à 81 pour cent (EIA, 1997 : p.16) et, de 1990 à 1995, le facteur de charge moyen des centrales nucléaires a progressé de 72 pour cent à 79 pour cent (NEI, 1996). En Australie, la disponibilité des centrales au charbon de Yallourn 1 et Hazelwood, exploitées sur le marché concurrentiel de l'État de Victoria, a largement franchi la barre des 80 pour cent en 1995/1996 alors qu'elle se situait légèrement au-dessus de 60 pour cent en 1991-92, (Dillon, 1996). Celle d'une troisième centrale, Loy Yan A, est passée de 78 pour cent à plus de 90 pour cent au cours de la même période. Au Royaume-Uni, la disponibilité des centrales de la National Power a augmenté en moyenne de 3 pour cent par an pendant les cinq années qui ont suivi la privatisation (NP, 1995).

On a observé ces dernières années une augmentation générale dans le monde du taux d'utilisation des centrales nucléaires. Cette évolution s'explique en partie par les progrès technologiques et l'expérience d'exploitation accumulée, mais aussi par les pressions de la concurrence qui s'exerce sur certains marchés nucléaires (Finlande, Suède, Royaume-Uni, États-Unis). La durée des arrêts, tant pour le rechargement en combustible que pour d'autres interventions courantes, comme le remplacement des générateurs de vapeur, est en baisse régulière. Aux États-Unis, la durée des arrêts pour rechargement décroît constamment depuis 1989, comme l'indique la figure A8-1, et les centrales améliorent sans cesse leurs records de durée minimale des arrêts.

Dans un système concurrentiel, la marge de puissance en réserve sur le système devrait diminuer puisque les producteurs s'efforceront de réduire le plus possible la puissance installée non exploitée. Selon la façon dont le marché de l'électricité est structuré, les enchères du côté de la demande peuvent favoriser ce processus. Ce système permet aux consommateurs de vendre de l'électricité sur le marché spot en s'effaçant pendant les périodes de pointe. De cette façon, la nécessité de disposer de groupes de pointe peu utilisés devient moins forte. Sur les marchés en cours de libéralisation, la tarification horosaisonnaire a le même effet. Dans ce cas, on fixe les prix de l'électricité en fonction de périodes de temps (journalières ou saisonnières) de façon se rapprocher le plus possible des coûts de production marginaux. Au moment où les coûts de production sont élevés, par exemple pendant la période de pointe journalière, les prix sont les plus forts. Les consommateurs ont donc intérêt à réduire leur demande lorsque les coûts de production sont les plus forts. Ce système de tarification n'est en aucune manière propre aux marchés libéralisés, mais il peut être introduit ou renforcé au moment de la restructuration du marché. Dans les systèmes où existent des marchés spot de l'électricité, le prix de gros de l'électricité suit automatiquement les fluctuations des coûts de production, par le biais des enchères des producteurs sur le prix. La mise au point de compteurs moins coûteux et plus perfectionnés pourrait conduire à une tarification en temps réel et contribuer à réduire la demande de pointe des usagers domestiques et professionnels.

Figure A8-1. Valeur médiane de la durée des arrêts de tranches aux États-Unis, 1989-1995



Source : Strauss, 1995.

Augmentation de puissance

Augmenter la puissance des installations anciennes permet d'accroître l'efficacité d'utilisation de la puissance installée et de limiter les dépenses d'investissement dans de nouveaux groupes. Cette opération suppose le remplacement d'une partie importante d'une centrale en vue d'en améliorer les performances et d'en réduire les coûts. Il est fréquent que les installations anciennes soient rarement démarrées à cause de leur coût marginal d'exploitation ou de contraintes d'exploitation. Leur rendement thermique peut être faible. Dans certains cas, rénover ce type d'installation permet en fait de disposer d'une nouvelle puissance installée sans payer le coût d'une installation neuve en tirant parti des investissements antérieurs dans l'infrastructure, le personnel et les combustibles.

Mise en concurrence

La libéralisation des marchés peut provoquer un relâchement des liens entre les compagnies d'électricité publiques ou nationales et les fournisseurs d'équipement nationaux. Des fabricants d'équipement qui se sentent exclus de certains marchés et des organismes internationaux s'intéressant aux échanges (OCDE, 1995) ont soulevé la question des monopsones d'achat d'équipement et de services dans le secteur de la production électrique. Le terme « monopsonie » caractérise une situation dans laquelle le marché ne comporte qu'un seul acheteur important ou une poignée d'acheteurs. Dans le cas des équipements de production électrique, on verra une compagnie d'électricité nationale dominante se servir d'un équipement national coûteux en application de politiques ou d'orientations gouvernementales. On peut dire que des gouvernements ont explicitement encouragé le recours à des fournisseurs d'équipement nationaux dans le cadre d'une politique de développement industriel ou

régional, d'une politique de l'emploi ou d'une politique technologique. Le fabricant de turbines américain General Electric a affirmé en 1993, au cours d'un procès très médiatisé, que la compagnie d'électricité allemande VEAG l'avait injustement exclu d'un contrat au profit d'un fournisseur national. L'autorité italienne de la concurrence a critiqué la compagnie nationale ENEL en 1996 pour sa dépendance quasi exclusive à l'égard des fournisseurs d'équipement italiens (PIE, 1996), qui ont vendu à l'ENEL 99 pour cent de son équipement de 1991 à 1994. Au passage, la même autorité a noté que les fournisseurs avaient tendance à proposer des prix très proches, signe d'une absence de concurrence.

Certes, le travail avec des entreprises locales présente certains avantages dans la mesure où ces entreprises parlent la même langue, ont les mêmes pratiques commerciales et les mêmes normes techniques et sont souvent géographiquement les plus proches. Cependant, comme la libéralisation apportera plus de transparence et mettra l'accent sur la rentabilité, les compagnies d'électricité feront pression plus fortement sur les fournisseurs d'équipement nationaux pour qu'ils fassent jouer plus honnêtement la libre concurrence. Ainsi les coûts de l'équipement devraient baisser sur certains marchés de l'électricité. On estime que la baisse des prix des équipements au cours des dernières années s'explique, au moins en partie, par la pression consécutive à la déréglementation et à la privatisation des marchés de l'électricité dans le monde (Wagstyl, 1997).

Coût du capital

Nous avons vu plus haut que les risques commerciaux pour les propriétaires de compagnies d'électricité seront plus importants sur les marchés libéralisés. Les propriétaires de centrales privés seront plus exigeants que les propriétaires publics en ce qui concerne la rentabilité de leur investissement. Après la libéralisation, il en coûtera donc davantage aux compagnies d'électricité pour lever des capitaux et emprunter. Les coûts des capitaux pour de nouvelles installations de production seront probablement plus élevés sur les marchés concurrentiels que sur les marchés monopolistiques traditionnels entraînant une hausse des taux d'actualisation retenus dans les évaluations des projets. Au Royaume-Uni par exemple, le taux de rentabilité de l'industrie électrique en termes réels, qui était inférieur à 3 pour cent lorsque le secteur était nationalisé, a augmenté de façon spectaculaire à la suite de la privatisation. Dans les cinq années qui ont suivi la transformation en société commerciale de la compagnie nationale néo-zélandaise, le taux de rendement des capitaux propres est passé de 4 à 12 pour cent (Culy, 1996 : p. 347).

Les analyses de sensibilité figurant dans le corps du présent rapport montrent l'effet du taux d'actualisation sur les coûts de la production d'électricité. Si, sur les marchés libéralisés, les producteurs utilisent des taux d'actualisation supérieurs aux taux antérieurs, la part du capital dans les coûts de production augmentera. Cette évolution pourrait influencer sur le choix de la technologie et du combustible. Des taux d'actualisation plus élevés tendront à favoriser les technologies les moins gourmandes en capitaux et les installations dont la durée de construction est plus brève.

L'ampleur de cet effet est difficile à évaluer. Là où une compagnie d'électricité publique utilisait un taux d'actualisation réduit, de 3 pour cent par exemple, il est probable qu'un producteur privé sera amené à faire des choix très différents en matière d'investissement et de conception. N'ayant pas accès au capital à faibles taux d'intérêt soutenus par les pouvoirs publics, une compagnie privée aura bien sûr intérêt à réduire au minimum ses dépenses d'équipement. Toutefois, rien ne permet d'affirmer que de nombreux systèmes connaîtront des variations des taux d'actualisation suffisantes pour influencer sur les décisions d'investissement. La tendance récente à choisir des turbines à gaz et des

cycles combinés, observée notamment au Royaume-Uni et aux États-Unis, est souvent citée comme un signe que les producteurs utilisent des taux d'actualisation plus élevés et des temps de remboursement de l'investissement plus courts. Cependant, sur ces marchés, les centrales au gaz apparaissent souvent comme le choix le plus économique sur la fourchette de taux d'actualisation utilisée par les compagnies déjà en place, les producteurs d'électricité indépendants et les autoproducteurs.

Ces dernières années, même dans certains systèmes électriques monopolistiques réglementés, les revenus des compagnies d'électricité sont devenus plus incertains, l'évaluation des coûts étant plus critique. Autrement dit, la probabilité d'une révision de la réglementation, sans que le monopole de fourniture soit abandonné, s'est traduite par un risque accru pour les compagnies d'électricité. Le refus d'approuver certaines dépenses dans les centrales nucléaires en est une illustration. Des compagnies en Allemagne, en Espagne, au Royaume-Uni et aux États-Unis sont plongées dans l'incertitude quant à leurs possibilités de récupérer les coûts de la construction de centrales nucléaires par la suite annulées ou dont la mise en service n'a pas été autorisée. Quelques compagnies d'électricité américaines ont frôlé la faillite avant que ces questions soient définitivement résolues. Aux États-Unis, des dépenses jugées raisonnables par la compagnie d'électricité, à la différence des autorités de réglementation ont été rejetées lors des « prudency reviews » (évaluation des risques que présente un investissement). Sur certains marchés, le risque lié à la réglementation a accentué l'incertitude et provoqué une augmentation des coûts du capital.

La concurrence dans la production pourrait atténuer cet aspect du risque « réglementaire », car les producteurs sont responsables principalement devant leurs actionnaires de l'utilisation judicieuse de leurs fonds. Le marché, plutôt que le gouvernement, détermine les dépenses qui peuvent être répercutées sur les consommateurs et celles qui doivent être supportées par les investisseurs. La baisse du risque lié à la réglementation (du moins pour ce qui concerne les coûts de production) pourrait compenser en partie l'augmentation du risque économique inhérent à la concurrence.

En plus des emprunts à faibles taux d'intérêt qui leur sont consentis, les compagnies d'électricité publiques peuvent se permettre d'offrir un rendement minimal ou nul sur les capitaux investis par l'État. Alors que les propriétaires privés exigent un flux régulier de dividendes pour leur investissement, les propriétaires publics n'attendent pas nécessairement un revenu régulier de la compagnie d'électricité ou peuvent autoriser des fluctuations importantes en fonction des résultats financiers annuels de la compagnie. Cette situation contribue également au faible coût du capital de certaines compagnies publiques, dont on peut prévoir qu'il augmentera en cas de privatisation.

L'inverse pourrait se produire sur les marchés où les propriétaires publics profitent du monopole pour financer des activités de l'État. Il s'agit d'une pratique courante des compagnies d'électricité municipales ou locales des pays de l'OCDE. Les propriétaires publics ont la possibilité de rentabiliser davantage leur investissement en exigeant des bénéfices plus élevés que ne pourraient le faire des propriétaires privés ou des propriétaires opérant sur un marché concurrentiel. Dans ce type de situation, la libéralisation des marchés pourrait entraîner une baisse du rendement des capitaux propres ainsi que du coût effectif du capital.

Coûts d'exploitation et d'entretien

Les dépenses d'exploitation et d'entretien hors combustible constituent généralement le poste le plus important des dépenses courantes des compagnies d'électricité. Il s'agit d'un coût variable,

moins directement lié à la production que celui du combustible, que les compagnies d'électricité qui opèrent sur les marchés concurrentiels suivent de très près. Sur de nombreux marchés en voie de libéralisation, la productivité des compagnies d'électricité a augmenté, qu'il s'agisse de celle du travail ou de celle de l'exploitation.

Productivité du travail

Le tableau A8-3 récapitule les diminutions d'effectifs des compagnies d'électricité dans des systèmes en cours de libéralisation. Ces réductions découlent essentiellement d'améliorations de la productivité du travail, non de baisses de la production d'électricité. Les compagnies d'électricité confrontées à la concurrence savent mieux utiliser leur main d'œuvre pour l'exécution de tâches techniques et ont également amélioré leur gestion du personnel. On peut espérer ainsi réduire au minimum le temps non productif lié à l'organisation des quarts, à l'absentéisme ou aux congés de maladie. Certaines compagnies d'électricité ont mis au point des formations pluridisciplinaires et des systèmes plus souples pour la formation des équipes afin d'abaisser les coûts du travail et sont parvenues à diminuer leurs effectifs et leurs dépenses de personnel par le jeu des départs naturels, des licenciements et des départs anticipés à la retraite.

Tableau A8-3. Réduction annuelle moyenne des effectifs des compagnies d'électricité imputable à la libéralisation des marchés

Pays	Formes de libéralisation	Réduction (% de la valeur initiale)	Période considérée
État de Victoria, Australie	Privatisation, concurrence	10%	1989-96
Hongrie	Privatisation	4%	1995-97
Nouvelle-Zélande	Constitution en sociétés commerciales	10%	1987-92
Royaume-Uni	Privatisation, concurrence		
National Power		13%	1990-95
PowerGen		10%	1990-95
British Energy		*8 %	1996-998
États-Unis	Concurrence imminente	**3 %	1990-96

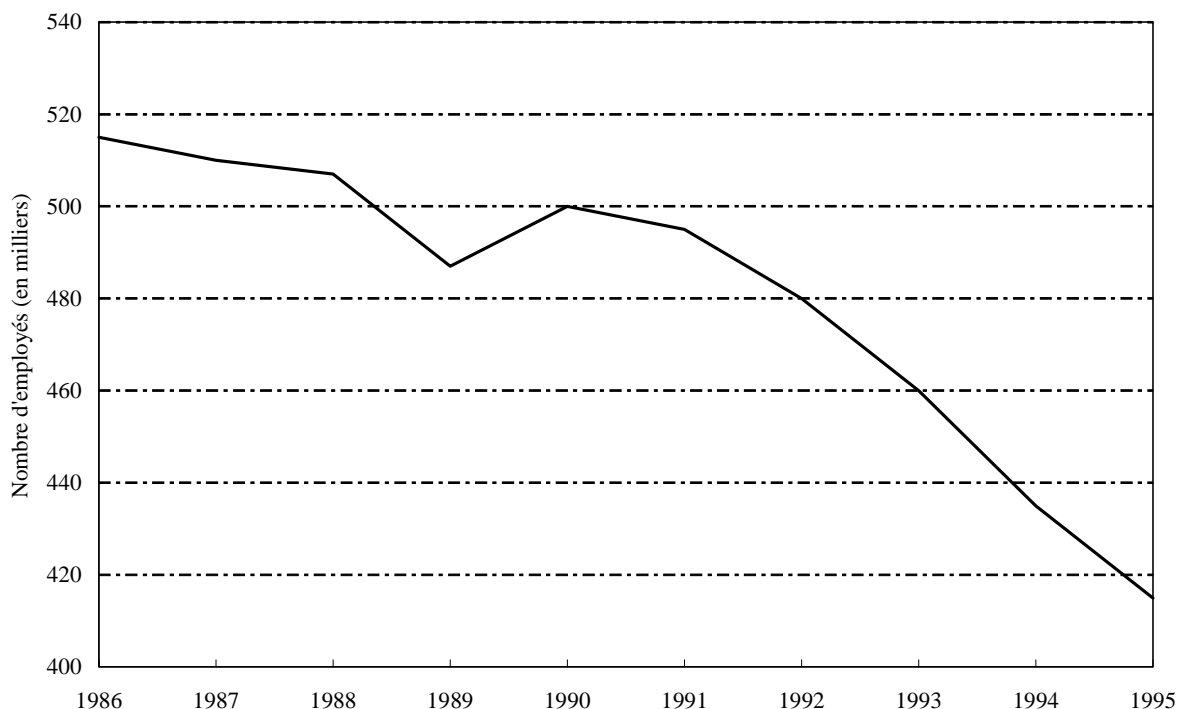
Source : Dillon, 1996 (État de Victoria) ; présente étude, Annexe 2 (Hongrie) ; Culy 1996 : p.348 (Nouvelle-Zélande) ; rapports annuels des sociétés (National Power et PowerGen) ; PUK, 1996 (British Energy) ; EIA, 1996 : p. 87 (US).

Note : * Prévisions de l'entreprise. ** Grandes compagnies d'électricité privées.

L'exemple d'autres industries déréglementées montre que la libéralisation améliore en général la productivité du travail. Aux États-Unis, la déréglementation du transport routier de marchandises a entraîné une chute de 25 pour cent des coûts du travail. Dans le secteur du transport aérien de passagers, les rémunérations annuelles du personnel navigant commercial et des pilotes ont baissé de 40 pour cent et de 20 pour cent, respectivement, à la suite de la déréglementation (EIA, 1997 : p.68). Aux États-Unis, les salaires dans le secteur de l'électricité ont baissé en valeur réelle de 28 pour cent de 1986 à 1995 au moment où le secteur se préparait à l'introduction de la concurrence

(EIA, 1996 : p.86). La figure A8-2 révèle une forte tendance à la baisse des effectifs des compagnies d'électricité privées depuis 1990. Les réductions d'effectifs et les pressions sur les salaires devraient continuer d'accompagner l'instauration de la concurrence dans les différents États.

Figure A8-2. Évolution de l'emploi dans les compagnies d'électricité privées aux États-Unis, 1986-1995



Source : EIA, 1996; p 87.

Dans le secteur de la production nucléaire, le personnel représente une proportion relativement élevée des coûts d'exploitation et d'entretien hors combustible. Des améliorations de la productivité du travail semblent très probables dans les compagnies d'électricité nucléaire opérant sur des marchés libéralisés.

Productivité d'exploitation

On peut également prévoir, sur les marché libéralisés, des améliorations de la productivité d'exploitation non imputables au personnel. Il s'agira, par exemple, de réductions des dépenses pour l'achat de fournitures, d'instruments ou de matériaux, d'améliorations de l'utilisation de l'équipement et de l'efficacité des opérations de maintenance. Il est probable que l'on fera un usage plus efficace de la maintenance préventive afin d'équilibrer les coûts de maintenance et les coûts imputables aux arrêts non programmés des équipements.

En Nouvelle-Zélande, à la suite de la transformation en société commerciale de la compagnie d'électricité publique, les coûts d'exploitation unitaires des centrales ont baissé de 13 pour cent entre 1987 et 1992 (Culy, 1996 : p.347). Aux États-Unis, la concurrence annoncée a entraîné une diminution de 50 pour cent les dépenses d'exploitation prévues pour les nouvelles centrales au charbon (voir annexe 2 – États-Unis) par rapport aux valeurs de 1993.

Ces dernières années, les coûts d'exploitation et de maintenance des centrales nucléaires n'ont cessé de diminuer dans le monde entier. Nous avons vu également que la durée des travaux de maintenance exigeant un arrêt des installations était plus courte. Ces évolutions peuvent s'expliquer en grande partie par l'arrivée ou l'imminence de la concurrence. Au Royaume-Uni, par exemple, la compagnie d'électricité nucléaire Nuclear Electric a fait savoir qu'elle était parvenue à abaisser de 40 pour cent ses dépenses unitaires d'exploitation et de maintenance entre 1989 et 1994, parallèlement à l'introduction de la concurrence depuis le début des années 90 (NW, 1994). Parmi les progrès constatés aux États-Unis, on peut citer la diminution du volume des déchets de faible activité et l'augmentation de la fiabilité du combustible (NN, 1997).

Coûts des combustibles

Dans la plupart des systèmes de type monopolistique, les coûts des combustibles sont répercutés sur le consommateur final. Une fois choisis la technologie et le combustible, les incitations à reconsidérer le portefeuille de combustibles utilisé ou à abaisser les coûts du combustible sont rares. Au contraire, la libéralisation des marchés encourage à employer le combustible le plus économique dans la région en respectant les contraintes locales pertinentes, dont les normes environnementales. Les marchés concurrentiels incitent les compagnies d'électricité à recourir à divers moyens pour réduire les coûts des combustibles : augmentation du rendement des centrales, modification du portefeuille de combustibles utilisés et conclusion de contrats de fourniture de combustible plus intéressants.

Au Royaume-Uni, la compagnie National Power a réduit de 13 pour cent ses dépenses de combustible par unité d'électricité produite à la suite de la privatisation (NP, 1995). Cette baisse s'explique en partie par une exploitation plus importante du gaz naturel au détriment du charbon d'origine nationale relativement cher. Aux États-Unis, la diminution de 22 pour cent des coûts d'exploitation et de maintenance enregistrée, en termes réels, entre 1986 et 1995 s'explique essentiellement par une réduction des dépenses totales de combustibles de l'ensemble du parc (EIA, 1996: p. 86). Si la baisse des prix des combustibles et du transport a incontestablement joué le rôle le plus important, il faut reconnaître que la pression sur les prix et les coûts du transport découle en partie de la conscience qu'avaient les compagnies d'électricité de l'imminence de la concurrence. Aux États-Unis, les centrales au charbon fonctionnent de plus en plus souvent avec des combustibles bon marché pouvant être brûlés en même temps que le charbon. L'utilisation du coke de pétrole a connu une progression spectaculaire dans les chaudières des compagnies d'électricité américaines au cours des dernières années (Paffenbarger, 1997b : p. 38), en raison de son faible prix et de sa compatibilité avec les systèmes des centrales actuelles. Par ailleurs, des essais de combustion de pneumatiques d'automobiles et de déchets agglomérés ont été effectués dans un certain nombre de chaudières à charbon.

Il est probable que l'on va s'orienter vers des contrats de fourniture de combustibles à plus court terme, conjugués à des stratégies visant à garantir une certaine stabilité des prix. Par exemple, des compagnies d'électricité peuvent juger avantageux de prendre des participations financières chez des fournisseurs de combustibles. De plus, la libéralisation des marchés donnera vraisemblablement naissance à une diversification des contrats et des structures des prix. Le mouvement de libéralisation des marchés du gaz en Europe, qui s'opère en parallèle, sera l'occasion pour les compagnies d'électricité de revoir leurs stratégies d'achat de combustibles.

Modifier les contrats d'achat de combustibles n'est pas une entreprise dénuée de risque. Une politique exclusivement axée sur des coûts minimaux des combustibles à court terme et qui ne s'accompagnerait pas de mesures de précaution suffisantes contre des hausses soudaines ou à long terme des prix pourrait en définitive alourdir la facture payée par les compagnies d'électricité pour leurs combustibles. Ce genre de situation peut résulter, par exemple, de contrats de fourniture interruptible de gaz si l'on n'a pas prévu de source d'approvisionnement de secours. L'ampleur des économies réelles dépendra de la capacité des compagnies d'électricité d'arbitrer judicieusement entre les coûts de fourniture des combustibles à court terme et le risque de prix.

Les centrales multicomcombustibles permettent d'abaisser la facture des combustibles en profitant de fluctuations relativement brèves de leurs prix relatifs. C'est ainsi qu'un producteur disposant des deux combustibles peut, en cas de fluctuation saisonnière ou à court terme du prix du gaz naturel par rapport au fioul, faire basculer sa centrale du premier combustible au deuxième pour réduire sa facture de combustible. L'inverse est également possible si c'est le prix du fioul qui augmente. Ces installations bicombustibles permettent à l'exploitant d'une centrale de se prémunir contre le risque économique lié aux fluctuations des prix des combustibles et de réduire au minimum sa facture de combustibles moyennant un petit investissement (surcoût inférieur à 5 pour cent pour une chaudière fonctionnant à la fois au gaz et au fioul).

Les propriétaires de centrales bicombustibles ayant passé des contrats fermes pour la fourniture des combustibles bénéficieront d'un avantage économique supplémentaire car ils ont la possibilité de tirer parti d'une différence entre le prix contractuel et le prix sur le marché spot. Prenons l'exemple d'une centrale bicombustible bénéficiant d'un contrat de livraison non interruptible de gaz naturel. Si le prix spot du gaz augmente par rapport au prix contractuel et que la compagnie peut se procurer du fioul sur le marché spot ou en dispose en réserve, cette dernière est en mesure de faire basculer sa centrale du gaz naturel au fioul et de revendre le gaz naturel sur le marché spot. La compagnie fera un profit lorsque la différence entre le prix du gaz sur le marché spot et le prix contractuel dépassera le surcoût correspondant au passage au fioul. Les différences de prix de ce type sont d'ordinaire de courte durée, car les contrats de fourniture sont en général indexés sur les prix du marché spot, avec un certain décalage dans le temps et en calculant des moyennes. La capacité technique de passer rapidement d'un combustible à l'autre est par conséquent cruciale. Les possibilités de tirer profit de ce type d'arbitrage sont subordonnées à l'existence de marchés concurrentiels de fourniture de gaz.

À cause de la plus grande transparence des politiques, qui va souvent de pair avec la libéralisation des marchés, la tendance à moins soutenir les industries charbonnières nationales par le biais des compagnies d'électricité devrait s'accentuer encore. La France, l'Allemagne, le Japon, l'Espagne, la Turquie et le Royaume-Uni ont mené des politiques visant en fait à encourager ou à obliger les compagnies d'électricité à acheter des quantités données de charbon d'origine nationale coûtant fort cher. Aujourd'hui, les inconvénients de ces politiques sont connus et tous ces pays ont pris des dispositions pour réduire ces subventions implicites au profit d'aides de l'État explicites et d'un désengagement progressif. Au Royaume-Uni, l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence a accéléré le processus. Après la privatisation de la compagnie d'électricité nationale, les entreprises privées qui lui ont succédé ont diminué leur consommation de charbon d'origine nationale, en le remplaçant essentiellement par du gaz naturel. Les coûts du charbon brûlé dans les centrales du Royaume-Uni devraient encore baisser lorsque les contrats de fourniture à long terme de charbon d'origine nationale arriveront à expiration en 1998.

Séparation des fonctions

Sur les marchés qui s'ouvrent à la concurrence, les fonctions d'exploitation du réseau antérieurement dévolues aux centrales peuvent être confiées à un gestionnaire de réseau ou à un tiers. Cela ne veut pas dire que le coût total de la production et des services auxiliaires de réseau baissera. Il est même probable qu'il augmentera. Toutefois, la séparation des fonctions de production et des services auxiliaires pourrait provoquer une diminution du coût de production.

Dans les systèmes électriques traditionnels, les services auxiliaires sont liés à la production d'électricité. Il s'agit des fonctions destinées à assurer la stabilité de fonctionnement du réseau, indépendamment des fluctuations de la charge et de sa situation sur le réseau, à savoir :

- le réglage des transits de puissance et de leur fréquence ;
- la fourniture de puissance réactive ; et
- la fourniture de puissance de réserve.

Lorsque ces services auxiliaires sont associés à la production, le fonctionnement de chaque centrale n'est pas nécessairement optimisé du point de vue de la seule production. En dissociant la production des fonctions de réseau, on pourra faire clairement apparaître dans la comptabilité les coûts afférents à chacun de ces deux postes. Il semble raisonnable d'espérer que, si les producteurs se concentrent sur l'optimisation des coûts de production « bruts », ils seront en meilleure position pour abaisser ces coûts et tirer un revenu distinct de la fourniture des services de réseau. Toutefois, l'effet réel sur les coûts de production demeure incertain (Hill, 1996).

Conclusions

La libéralisation des marchés devrait focaliser l'attention sur les coûts de production et inciter fortement les producteurs à réduire ce poste de dépenses. S'agissant des compagnies publiques, l'amélioration des coûts proviendra de leur transformation en sociétés commerciales ou de leur privatisation qui imposent une plus grande transparence des politiques publiques. Pour les compagnies d'électricité en situation de monopole, la perte de la clientèle captive et la concurrence sur les prix seront les moteurs essentiels. Ce sont les mécanismes du marché, plutôt que les gouvernements, qui assureront la répartition des coûts entre les consommateurs et les investisseurs, ce qui donnera aux producteurs un motif supplémentaire d'exploiter leurs centrales plus efficacement.

On discerne déjà quelques tendances de ce type sur les marchés en voie de libéralisation, mais il faut se garder d'en tirer des conclusions définitives. Il semble que l'anticipation de la concurrence, notamment aux États-Unis, explique les gains d'efficacité des compagnies d'électricité, notamment de l'exploitation et de la production. Au Royaume-Uni, en Australie et en Nouvelle-Zélande, les producteurs ont vu leur productivité augmenter de façon substantielle à l'ouverture du marché à la concurrence. Sur d'autres marchés en voie de libéralisation, les coûts sont en baisse, évolution qui devrait s'accélérer au fur et à mesure que la libéralisation gagnera du terrain dans les pays de l'OCDE et dans le monde entier.

RÉFÉRENCES

- BREALEY, R., and MYERS S., (1984), *Principles of Corporate Finance*, McGraw-Hill Book Co., New York, NY, USA, pp. 172-173.
- CULY, J.G., READ, E.G., and WRIGHT, B.D., (1996), *The Evolution of New Zealand's Electricity Supply Structure*, in Richard J. Gilbert and Edward P. Kahn (eds), *International Comparisons of Electricity Regulation*, Chapter 8, pp. 312-365, Cambridge University Press, Cambridge, UK.
- DILLON, G.L., (1996), *Presentation to the First Meeting of the Association of Power Exchanges*, September 1996.
- ECONOMIST (1996), *Short Circuit*, *The Economist*, 13 April 1996, pp. 31-33.
- AIE (1996), *The Changing Structure of the Electric Power Industry: An Update*, DOE/EIA-0562(96), United States Department of Energy, Energy Information Administration, Washington, DC, USA.
- EIA (1997), *Electricity Prices in a Competitive Environment: Marginal Cost Pricing of Generation Services and Financial Status of Electric Utilities*, DOE/EIA-0614, United States Department of Energy, Energy Information Administration, Washington, DC, USA.
- HAERI, H., KHAWAJA, S.M., and PERUSSI, M., (1997), *Competitive Efficiency: A Ranking of US Utilities*, *Public Utilities Fortnightly*, 15 June 1997, pp. 26-33.
- HANSEN, T., and SMOCK R., (1996), *Gas Turbines Aim at World Power Market Dominance*, *Power Engineering*, June 1996, pp. 23-32.
- HILL, L.J., (1996), *Economic Efficiency Considerations in Restructuring Electricity Markets*, pp. 37 ff, ORNL/CON-436, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, USA.
- AIE (1997), *Electricity Information 1996*, (values calculated from national data reported in this document), International Energy Agency, Paris, France.
- NEI (1996), *Economic Issues and Nuclear Energy: How Nuclear Energy Fits in a Competitive Market*, Factsheet, Nuclear Energy Institute, Washington, DC, USA.
- NN (1997), *Performance Indicators – Continued Progress for the US Nuclear Industry*, *Nuclear News*, May 1997, pp. 40-43.
- NP (1995), *The First Five Years*, Brochure by National Power, Swindon, UK.

- NW, NE says Nuclear kWh Costs Cut by 40% in *Five Year's Operation*, *Nucleonics Week*, 1 December 1994, p. 3.
- OCDE, (1995), *Situation de monopsonie et commerce extérieur : l'exemple des équipements de production d'électricité*, Document COM/TD/DAFFE/CLP(95)105, Paris, France.
- OCDE, (1997), *Rapport de l'OCDE sur la réforme de la réglementation*, Paris, France.
- OLARREAGA, F., (1993), *Analysis of Electricity System Costs*, UNIPED Document 60.01.TARCOST, International Union of Producers and Distributors of Electricity, Paris, France.
- PAFFENBARGER, J., (1997a), *Electricity Sector Financing*, Asia Electricity Study, Chapter V, International Energy Agency, Paris, France.
- PAFFENBARGER, J., (1997b), *Oil in Power Generation*, International Energy Agency, Paris, France.
- PIE (1996), *Italy's Anti-Trust Barks Again*, *Power in Europe*, 8 March 1996, p. 219/2.
- PUK (1996), *BE Sheds 1 460*, *Power UK*, 25 October 1996, p. 32/7.
- RYAN, (1997), *Many Nuclear Units Competitive if Corporate Costs Can Be Limited*, *Nucleonics Week*, Vol. 38, No. 22, May 29, 1997, p. 1.
- STRAUSS, S.D., 1995, *Nuclear Cost Control Focuses on Refueling Outages*, *Power*, December 1995, pp. 39-41.
- TONN, B., HIRST, E., and BAUER, D., (1995), *Public Policy Responsibilities in a Restructured Electricity Industry*, ORNL/CON-420, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, USA.
- WAGSTYL, Stefan, (1997), *Power Equipment Hunt Heats Up*, *Financial Times*, 15 July 1997, p. 5.

SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE ET DIVERSITÉ DANS LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Introduction

Dans les pays membres de l'AIE notamment, les marchés de l'électricité sont devenus de plus en plus concurrentiels au cours des cinq dernières années, évolution qui devrait se poursuivre pendant un certain temps. On avance souvent l'argument que les marchés de l'électricité libéralisés tendent systématiquement à réduire au minimum les coûts de production, d'où une augmentation de l'efficacité micro-économique dans le secteur, mais font l'impasse sur d'autres objectifs de la collectivité comme celui crucial de la sécurité des approvisionnements énergétiques. Si, en effet, la recherche des coûts les plus bas prime dans la production d'énergie, il semble logique que les prix relatifs des intrants, en particulier ceux des combustibles, conduisent à construire le type de centrale adaptée au combustible le meilleur marché, augmentant ainsi la part de l'option de production la plus économique, voire à en imposer l'exclusivité si les conditions du marché se maintiennent pendant suffisamment longtemps. On cite souvent la « ruée vers le gaz » que l'on observe au Royaume-Uni pour illustrer de ce type de comportement du marché.

La présente annexe analyse la question de la sécurité énergétique, de sa pertinence pour le marché de l'électricité, des moyens d'y parvenir et de l'obligation pour les pouvoirs publics de la prendre en compte dans le contexte de l'industrie électrique. Les aspects connexes de la fiabilité des réseaux de transmission et la question de savoir si les marchés de l'électricité consentiront à investir suffisamment dans la totalité des moyens de production ne sont pas examinés ici. Il s'agit de déterminer quel est le rôle joué par le secteur de l'électricité pour assurer la sécurité énergétique et quel est le choix de combustibles optimal dans la production d'électricité. C'est une question complexe car elle déborde du cadre du marché de l'électricité proprement dit. La production d'électricité est au cœur du débat sur la sécurité énergétique, car les possibilités ou le coût de substitution y semblent plus favorables que dans la plupart des autres secteurs concernés : remplacer le pétrole dans les transports semble très difficile et coûteux et on estime que les gouvernements qui cherchent à consolider la sécurité de l'ensemble de l'économie ne peuvent pas influencer aussi facilement sur le choix du combustible dans les secteurs industriel et résidentiel (bâtiments).

Au moins trois questions importantes se posent lorsque l'on tente de définir les motifs qui obligent les gouvernements à prévoir des mesures destinées à renforcer la sécurité énergétique.

1. La rupture des approvisionnements en certains combustibles impose-t-elle à la collectivité un coût supérieur aux simples coûts du combustible, et quelle serait l'ampleur de ce coût ?

2. Les responsables individuels tiennent-ils compte de ces coûts dans leurs décisions ? Ces coûts ont-ils déjà été internalisés dans certaines dispositions prises par les pouvoirs publics comme les droits d'importation, la fiscalité, la constitution de réserves énergétiques stratégiques, etc. ?
3. Quel doit être le rôle des pouvoirs publics pour garantir la sécurité énergétique ? Doit-il se manifester au niveau régional, national ou international ? Doit-il s'exercer dans le secteur électrique ou dans le marché de l'énergie en général ?

Quel est le coût des ruptures d'approvisionnement en énergie ?

Quand on aborde la question de la sécurité énergétique, la première difficulté consiste à définir ce que l'on entend par problème de sécurité énergétique. La sécurité n'est pas une notion économique ; son origine est politique/militaire. L'intérêt économique pour un fournisseur de suspendre des livraisons dues, le cas échéant en application d'une transaction déjà convenue, est généralement fortement tempéré par le manque à gagner qu'entraîne une telle initiative. En outre, le refus de procéder à une livraison est en général passible de pénalités. Évidemment, cet argument ne tient que s'il existe des dispositions juridiques et des institutions pour les faire appliquer, ce qui n'est pas nécessairement le cas dans les échanges internationaux.

Par sécurité énergétique, on entend la disponibilité physique des approvisionnements nécessaires pour répondre à la demande à un prix mutuellement convenu. Autrement dit, le problème de la sécurité renvoie à plusieurs risques de nature différente : un risque portant sur la quantité (les approvisionnements seront-ils « suffisants » ?) et un risque portant sur les prix. Il faut en outre considérer l'aspect à long terme et l'aspect à court terme : une tendance durable des prix des importations d'énergie à la hausse n'a pas les mêmes conséquences pour une économie qu'une augmentation brutale ou une volatilité des prix. La question se complique du fait que les inquiétudes en matière de sécurité énergétique, notamment sous tous les aspects évoqués dans le présent paragraphe, sont presque toujours formulées avec à l'esprit les deux crises pétrolières de 1973/1974 et 1979/1980. Autrement dit, les données concrètes sur les coûts pour la collectivité d'une crise des approvisionnements en énergie primaire sont, le plus souvent, fortement influencées par les circonstances historiques particulières de ces crises et de la situation géopolitique qui régnait à l'époque. Cependant, d'autres matières premières que les combustibles comme le minerai de fer, le manganèse, la bauxite etc. présentent certaines des caractéristiques qui font apparaître problématiques les approvisionnements en énergie, à savoir la large dépendance des pays de l'OCDE à l'égard d'importations venant de pays politiquement instables (Maull, 1984).

Risques portant sur la quantité

S'agissant de la quantité, il importe de noter qu'un manque prolongé de disponibilité physique de ressources énergétiques apparaît très improbable dans les pays de l'OCDE, pour autant que les prix puissent fluctuer plus ou moins librement. Aucun pays n'est géographiquement isolé au point de ne pas pouvoir satisfaire un surcroît important de demande de ressources énergétiques en trouvant des solutions de rechange ou en s'adressant à d'autres fournisseurs, même si cela doit coûter plus cher. Ce raisonnement est également valable pour le court terme.

En cas de rupture des approvisionnements, une substitution de combustible sera effectuée lorsque le remplacement du combustible « manquant » est possible. L'AIE a réalisé une étude sur la

sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel en 1995 (AIE, 1995), dans laquelle elle a étudié les effets de perturbations soudaines et de courte durée comme une instabilité politique (cas des approvisionnements européens en gaz à partir de l'Algérie et de la Russie), de fortes vagues de froid (approvisionnements en gaz nord américain), ou l'indisponibilité soudaine et imprévue d'un ou plusieurs terminaux de regazification au Japon. Une des conclusions de l'étude était qu'en cas de ruptures d'approvisionnement de ce type, d'autres sources d'approvisionnement ou d'autres ressources énergétiques prendraient le relais à moyen ou même à court terme. Par exemple, le manque de gaz naturel pour la production d'électricité amènerait à se rabattre davantage sur les produits pétroliers (distillats légers dans les turbines à gaz à cycle combiné, fioul lourd dans les centrales au fioul qui peuvent avoir eu pour fonction de répondre aux demandes de pointe et sont utilisées pendant d'autres tranches horaires en cas de pénurie), commutation vers le charbon ou le pétrole dans les installations pluri-combustibles ou augmentation de la production des centrales à combustibles non-fossiles telles que les centrales hydroélectriques, lorsque celles-ci ne sont pas utilisées à pleine puissance.

Il existe des limites à la substitution de combustibles à court terme. Passer sans transition au combustible immédiatement moins cher n'est pas toujours possible car il se peut que les équipements susceptibles de fonctionner avec le combustible de substitution ne soient pas disponibles ou que l'infrastructure d'approvisionnement pour ce combustible soit insuffisante. Dans les marchés de l'énergie, le stock de capital évolue lentement, principalement du fait de la relative longévité de l'équipement de production, de transport et de transformation de l'énergie et en raison du fait de leur manque de fongibilité. Ainsi, en cas de rupture des approvisionnements en énergie, on ne peut pas compter à court terme sur des modifications de l'équipement pour réduire la demande du combustible faisant défaut. Par conséquent, la substitution est limitée à court terme par la disponibilité de combustibles de substitution et d'équipement approprié.

Toute demande d'un combustible qui n'est pas satisfaite par un combustible de substitution entraînera rapidement une augmentation des prix. Au fur et à mesure que les prix augmenteront on verra apparaître des fournisseurs pratiquant des prix plus élevés, et d'autres sources d'approvisionnement des utilisateurs finals prêts à renoncer à des sources d'approvisionnement à leur portée. La demande baissera naturellement en réaction à ces augmentations et le marché parviendra relativement rapidement à un équilibre. En conclusion, il est difficile de parler dans l'abstrait d'un risque portant sur la quantité, car l'indisponibilité physique d'une source d'énergie provoquera une substitution de combustible et des augmentations de prix pour réduire la demande du combustible faisant défaut.

Risques portant sur les prix

Bien qu'il soit hautement improbable que des ruptures d'approvisionnement puissent progressivement paralyser des secteurs d'activité ou une économie entière, des augmentations des prix de l'énergie pourraient néanmoins avoir des effets profonds à l'échelle d'une économie. On trouvera dans le tableau 1 une liste des effets dommageables potentiels sur l'économie d'augmentations fortes et imprévues des prix. Diverses études cherchent à établir si ces effets négatifs sont observables dans la réalité et quelle pourrait être leur ampleur.

Tableau 1. Effets économiques éventuels d'augmentations du prix de l'énergie

Effets micro-économiques		Effets macro-économiques	
A. Coûts à long terme			
A.1	Augmentation du coût des importations de ressources énergétiques	A.2	Transfert de ressources et ses effets sur : <ul style="list-style-type: none"> • la balance commerciale • la croissance de la productivité à long terme • l'emploi
		A.3	Effets du transfert de ressources sur l'inflation à long terme
B. Perturbations du marché			
B.1	Flambée dans les coûts des importations des ressources énergétiques	B.2	Modifications dans les résultats économiques provoquées par les flambées des prix
	B.3	Accroissement des risques futurs de perturbations dû à la croissance de la demande à long terme	
C. Dépenses militaires liées à la sécurité énergétique			

Source : Bohi et Toman, 1996.

Comme cela a été mentionné plus haut, les recherches dans le domaine de la sécurité énergétique privilégient les deux crises pétrolières, qui ont conduit à un quadruplement des prix du pétrole en termes réels par rapport à sa valeur à long terme d'environ 10 dollars EU par baril¹. Des études plus récentes prennent également en compte la période 1984-1985 au cours de laquelle les prix du pétrole se sont effondrés ; ces études cherchent à déterminer si les effets sont symétriques. Les résultats de ces travaux empiriques demeurent peu concluants.

Bohi et Toman (1996) ont dressé récemment un tableau complet de la situation (les paragraphes suivants s'inspirent largement de leurs conclusions). S'agissant des effets micro-économiques directs, les avis sont très partagés quant au pouvoir réel que l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) était effectivement en mesure d'exercer sur le marché pendant les crises pétrolières. C'est pourquoi on ne dispose d'aucune donnée économétrique permettant de d'affirmer que les augmentations de prix reflètent des rentes de cartel, c'est-à-dire l'enrichissement dû à la position de force sur le marché, plutôt que des rentes de rareté, qui pourraient s'expliquer par la forte croissance de la demande de pétrole, qui prévalait à l'époque, conjuguée aux délais nécessaires pour mettre en place de nouveaux moyens d'approvisionnement. En outre, il convient de noter que les stocks pétroliers semblent avoir augmenté pendant la première crise pétrolière, ce qui tendrait à indiquer que, contrairement à la logique économique traditionnelle, les approvisionnements n'ont pas été commercialisés mais retirés du marché au moment où les prix montaient, d'où une aggravation de la rareté par thésaurisation, dans la situation de pénurie nouvelle et inattendue. Il est suggéré que même pendant la deuxième crise pétrolière, un mouvement important d'investissement « irrationnel » (panique) s'est produit dans la mesure où des stocks importants ont été achetés à des prix élevés puis

1. Les prix du pétrole en termes réels sont restés stables autour de cette valeur pendant près d'un siècle avant la première crise pétrolière (Bohi et Toman, 1996) et ne sont pas loin de cette valeur aujourd'hui.

revendus à bas prix (Bohi, 1983), ce qui a alourdi le poids économique de la pénurie initiale. Si, à l'évidence, les augmentations de prix ont été très importantes, on peut cependant se demander si les estimations des effets directs déduites de l'expérience passée dans le marché pétrolier, constituent de bons indicateurs dans la perspective de nouvelles perturbations des approvisionnements.

Quand il y en a, les manifestations économétriques des effets indirects des chocs pétroliers sont encore moins claires. Dans la liste présentée dans le tableau 1, figure l'effet sur ce qu'il est convenu d'appeler les termes de l'échange (A.2). On entend par là le volume des importations de biens et de services qu'on peut obtenir en contrepartie d'une unité donnée d'exportation dans le marché international. Lorsque les prix de l'énergie importée augmentent, le pays importateur en question doit exporter davantage de biens pour maintenir le niveau de ses importations. Une détérioration des termes de l'échange est assimilable à un déficit de la balance des paiements, ou à une dépréciation de la monnaie du pays importateur. Toutefois, il n'est pas évident qu'une augmentation des prix des ressources énergétiques doive provoquer une détérioration du taux de change de la monnaie du pays importateur. Cela tient au fait que le taux de change est déterminé par les flux *relatifs* de capitaux, autrement dit il dépend également de la disposition du pays exportateur à conserver la devise des pays importateurs. D'après les études empiriques, il semble qu'en fonction des circonstances, l'effet d'un pétrole cher sur les termes de l'échange peut être positif ou négatif pour un pays importateur donné (Marion et Svensson, 1986). Il en va de même pour les effets sur l'inflation et le marché du travail : certes, une augmentation des prix des ressources énergétiques entraînera une augmentation des prix sous la forme d'une poussée inflationniste ponctuelle, mais une pression inflationniste *soutenue* suppose une augmentation du *taux de croissance* des prix du pétrole – en d'autres termes, les prix du pétrole doivent augmenter de plus en plus vite. Une spirale inflationniste comme celle qui s'est produite dans les années 70 nécessite une explication supplémentaire, par exemple un excès de demande, des anticipations inflationnistes, et/ou des politiques monétaires erronées. Un chômage massif durable peut tout autant ou davantage s'expliquer par des rigidités dans le marché du travail, et notamment sur le front des salaires, que par une flambée des prix de l'énergie importée.

Les études empiriques aboutissent à des résultats extrêmement contrastées quant à l'effet global des chocs pétroliers. Au demeurant, les effets diffèrent selon les pays. Le Royaume-Uni, ce qui était alors l'Allemagne de l'Ouest et le Japon semblent être moins sensibles aux flambées des prix pétroliers que les États-Unis ; le Japon a même réussi à éviter une récession après la seconde crise pétrolière, ce que les autres pays n'ont pas été capables de faire. Par contre, le Royaume-Uni a plongé dans une récession beaucoup plus profonde que les autres pays après 1979 (Mork, Myson et Olsen, 1989 ; Bohi, 1989). Les résultats de deux études donnent une idée de la grande dispersion des estimations du coût total des chocs énergétiques pour la collectivité : alors que l'Energy Modelling Forum (Hickman, Huntington et Sweeny, 1987) estime qu'au cours de la première année le préjudice a été de l'ordre de 47 milliards de dollars EU (dollars de 1983), une étude réalisée par Greene et Leiby (1983), située à l'autre extrémité de la fourchette des estimations, évalue à 4 000 milliards de dollars EU (dollars de 1990) les effets cumulés entre 1972 et 1991. Comme si cela ne suffisait pas, à supposer que les prix du pétrole aient un effet significatif sur l'économie, la baisse des prix de 1986 aurait dû provoquer une reprise économique, mais on n'en trouve aucune trace dans de nombreuses études économétriques.

En conclusion, cette brève analyse montre qu'aucun des coûts potentiels pour la collectivité énumérés dans le Tableau 1 n'est clairement imputable aux augmentations du prix des ressources énergétiques, pour autant que l'analyse des chocs pétroliers des années 70 permette d'en juger.

Externalités liées à la sécurité énergétique

Les externalités sont les coûts (ou les profits) liés à la production et à l'utilisation de biens et de services qui ne sont supportés ni par le producteur ni par le consommateur. Les externalités relatives à l'environnement sont les mieux connues. Dans le domaine de la production d'électricité, elles peuvent se produire quand, par exemple, une centrale électrique détériore l'environnement local ou régional en raison de ses émissions dans l'atmosphère. Le coût de ces dommages peut être à la charge des propriétaires forestiers ou des agriculteurs dont les récoltes diminuent, ou de la population générale sous la forme de factures médicales plus élevées pour soigner des problèmes respiratoires. Ces coûts seraient « externes » à la production d'électricité dans la mesure où ils ne sont pas imputés à la centrale électrique ou aux seuls consommateurs d'électricité.

La notion d'externalité peut également s'appliquer à la sécurité énergétique. On peut définir une « externalité liée à la sécurité énergétique » comme un coût pour l'économie en général résultant de l'utilisation de combustibles donnés qui n'est pas supporté directement par l'utilisateur du combustible. En consommant un combustible particulier, un utilisateur d'énergie pourrait réduire la probabilité que d'autres consommateurs puissent, en cas de perturbation des approvisionnements, obtenir aux prix courants du marché les biens qu'ils souhaitent se procurer. Dans ces conditions, ces derniers pourraient avoir à payer des prix plus élevés sans compensation.

En principe, pour éviter une externalité, il faut faire en sorte qu'elle soit prise en compte et imputée au producteur ou au consommateur. C'est ce qu'on appelle « internaliser » les coûts. Plusieurs moyens existent pour y parvenir, mais ils requièrent presque inévitablement une intervention des pouvoirs publics. La fiscalité, la réglementation ou la création d'un marché réglementé pour le produit ou l'activité à l'origine de l'externalité sont autant d'instruments d'internalisation. L'augmentation des prix qui en résultera amènera la population à diminuer sa consommation du bien en question.

Externalités imputables à la sécurité dans le marché pétrolier

Comme cela a été indiqué plus haut, établir le coût pour l'ensemble d'une économie d'augmentations brutales des prix des ressources énergétiques est une tâche ardue et elle n'aboutit pas nécessairement à mettre entre les mains des décideurs une réponse toute faite sur le type d'instruments d'action susceptibles d'être utilisés pour protéger l'économie, ni sur le surcoût que représenterait cette intervention des pouvoirs publics par rapport au libre jeu des forces du marché. Cependant, les chiffres énoncés plus haut, mêmes assortis de réserves, ne constituent pas un indicateur pertinent : ils indiquent le coût pour la collectivité, mais ils ne précisent pas quel pourcentage de ce coût est externe. Comme cela a été noté dans l'introduction, il se peut qu'un coût pour la collectivité, dont les consommateurs d'énergie tiennent compte dans leurs décisions privées soit lourd à supporter, mais il est indissociable de la consommation de ressources elle-même et les particuliers ou les entreprises sont libres de chercher à se prémunir contre ce coût. C'est seulement quand ce n'est pas le cas, c'est-à-dire si le coût éventuel de la sécurité pour la collectivité est externe, que les pouvoirs publics doivent intervenir et prendre des mesures de protection.

La configuration de monopsonne est un exemple d'externalité liée à la sécurité énergétique relevant de la rubrique A.1 du tableau 1 ci-dessus. On entend par cette expression une situation dans laquelle la demande cumulée d'une grande économie telle que les États-Unis (ou la Chine dans l'avenir) atteint un volume tel qu'elle influence les niveaux des prix à l'échelon mondial dans le

marché énergétique. Même des augmentations progressives de la demande d'un tel pays peuvent réduire de façon significative les capacités de production excédentaires et donc faire augmenter le coût des importations d'énergie pour chaque utilisateur dans le pays, et pas seulement pour ceux qui sont demandeurs des quantités supplémentaires – et pour tous les autres dans le marché. Exprimée en termes économiques, on dira que la demande marginale influence le prix de l'ensemble de la demande. Il s'agit d'une externalité dans la mesure où le consommateur marginal n'est généralement pas conscient du fait qu'il impose un coût supplémentaire aux autres. Dans ce type de situation, les pouvoirs publics peuvent être amenés à attirer l'attention des consommateurs marginaux sur le surcoût qu'ils imposent à la collectivité en général et peuvent, par exemple, avoir recours à la fiscalité pour internaliser l'externalité en cause.

La rubrique C du tableau 1 contient un autre exemple d'externalité énergétique propre à la sécurité : le coût d'une intervention militaire pour garantir les approvisionnements en énergie. Si elle est utile pour illustrer ce qu'est une externalité énergétique imputable à la sécurité, la rubrique C repose malgré tout sur divers malentendus, en particulier le fait qu'on y mesure l'ampleur du problème à l'aune des moyens utilisés pour y remédier – moyens qui peuvent être absolument disproportionnés par rapport au problème.

Les estimations des externalités cumulées de la sécurité dont on dispose recouvrent diverses combinaisons des rubriques énumérées dans le tableau 1 et font apparaître des divergences aussi importantes que dans les estimations du total des coûts présentées dans la section précédente. Les premières évaluations étaient beaucoup plus élevées que les plus récentes et certaines ont été réexaminées et corrigées à la baisse. Le Ministère de l'énergie des États-Unis a réalisé une étude (DOE, 1990). Selon son estimation, les coûts externes annualisés pour la période 1990-2020 sont compris entre 0.44 et 1.27 dollar EU par baril de pétrole consommé. Ils ne sont que de 0.17 à 0.49 dollar EU par baril si l'on tient compte de la réserve stratégique de pétrole. Ces coûts correspondent à environ 1 à 3 pour cent des prix actuels du pétrole brut américain sur le marché au comptant. Dans une étude récente, le General Accounting Office des États-Unis souscrit à ces conclusions et indique que réduire la dépendance à l'égard des importations de pétrole étranger serait coûteux pour l'économie et n'apporterait qu'un surcroît de protection minimale en cas de rupture des approvisionnements en pétrole (GAO, 1996).

La plupart des coûts mentionnés ci-dessus dans la discussion sur le problème de la sécurité énergétique supposent une défaillance du marché ou un élément d'externalité, mais on sait qu'il est très difficile de dissocier les coûts externes des coûts « ordinaires » des importations énergétiques. Comme pour les coûts à l'échelle d'une économie, les externalités des perturbations des approvisionnements en énergie sont difficiles à déterminer. Ce bref aperçu nous montre que les externalités liées à la sécurité ne jouent pas beaucoup sur la consommation globale de pétrole.

Externalités liées à la sécurité dans le marché de l'électricité

Comment doivent être éventuellement prises en compte les externalités liées à l'énergie dans le marché de l'électricité, par opposition au marché de l'énergie dans son ensemble ? Concernant les externalités liées à la sécurité des importations de pétrole, la réponse logique serait d'intégrer ce facteur le plus en amont possible de façon à permettre des substitutions tout au long de la chaîne énergétique. L'argument est le suivant. Si de fortes externalités liées à la sécurité pèsent sur le pétrole importé, la meilleure solution consiste à imposer des droits sur les importations à la frontière. Cette disposition aurait des répercussions sur les prix des produits pétroliers dérivés du pétrole importé et

amènerait tous les secteurs de consommation à s'adapter à la mesure. Non seulement la production d'électricité à partir de pétrole serait réduite, mais les particuliers pourraient décider de moins utiliser leurs automobiles, davantage de fret pourrait être expédié par train (ou par des péniches plus économes en énergie) ou davantage de lubrifiants pourraient être produits à partir d'huiles non minérales. Si les droits devenaient suffisamment élevés, les particuliers pourraient commencer à se rabattre sur le gaz naturel ou les voitures électriques pour remplacer les automobiles à essence et à carburant-diesel. Des efforts de recherche supplémentaires pourraient également être engagés pour essayer de remplacer le pétrole. En revanche, si les pouvoirs publics ciblent leur action sur le seul secteur de l'électricité, la production d'électricité à partir de pétrole serait réduite, mais aucune des autres possibilités de substitution ne serait exploitée. La réponse logique à l'externalité mentionnée plus haut serait donc d'imposer un droit sur le pétrole importé à son entrée sur le territoire national.

Les recherches sur les effets micro et macro-économiques des deux crises pétrolières et de l'effondrement des prix du pétrole en 1986 font apparaître que dans l'externalité le facteur dominant tend à être la situation de monopsonne, où la demande porte nécessairement sur des quantités importantes. Si la demande provenant du secteur de l'électricité ne concernait que de très petites quantités de pétrole, il serait particulièrement illogique d'exiger de ce secteur qu'il assume une part significative du fardeau nécessaire pour absorber l'externalité. Cependant, si la production d'électricité est grosse consommatrice de pétrole, une internalisation partielle dans la production d'électricité de l'externalité imputable à la sécurité énergétique pourrait se justifier.

En pratique la part du pétrole dans la production d'électricité est faible dans la plupart des pays de l'OCDE. En 1994, la production totale d'électricité des pays de l'OCDE ne dépendait du pétrole qu'à hauteur de 9 pour cent. Plus significativement, l'utilisation par l'OCDE des produits pétroliers pour la production d'électricité ne représente qu'à peine 7 pour cent de la demande totale de pétrole et 5 pour cent de la consommation mondiale au cours de cette même année. Aux États-Unis, la consommation de pétrole destinée à la production électrique correspond 3 pour cent de la demande nationale et à 0.7 pour cent de la consommation mondiale de ce combustible. S'agissant des États-Unis et des pays de l'OCDE en général, les quantités relatives sont si minimes que même un abandon total du pétrole pour la production d'électricité n'aurait qu'une faible répercussion sur la demande mondiale. À des niveaux aussi bas, il est improbable que les situations de monopsonne entraînent des coûts significatifs (Bohi et Toman, 1996). Le problème pourrait se présenter différemment dans les pays où les produits pétroliers jouent un rôle relativement important dans la production d'électricité (par exemple, au-dessus de 25 pour cent de la production totale d'électricité), tels que le Mexique, l'Italie, le Portugal ou le Japon.

Compte tenu de la masse impressionnante de recherches sur l'approvisionnement en pétrole et ses perturbations éventuelles, et de la relative rareté des études concernant les autres combustibles primaires, l'analyse est incomplète. On pourrait dresser un tableau plus exhaustif de la situation si des recherches plus approfondies étaient exécutées, au sujet des coûts de la sécurité de tous les combustibles utilisés pour produire de l'électricité, et en particulier le gaz naturel, qui semble plus que jamais promis à devenir le combustible de prédilection, notamment en cas de libéralisation des marchés de l'électricité, et dont la part surpasse celle du pétrole dans la production d'électricité destinée aux secteurs domestique et industriel dans l'Union européenne (EU 12) (Mitchell, 1994). La grève des mineurs de 1984/1985 au Royaume-Uni montre que, même le marché du charbon dont le fonctionnement est comparativement harmonieux, on ne peut pas exclure l'éventualité d'externalités liées à la sécurité, probablement très minimes il est vrai.

La conclusion de cette analyse est que la meilleure réponse que les pouvoirs publics peuvent apporter aux préoccupations de sécurité liées à l’approvisionnement en énergie primaire consisterait à intervenir directement pour influencer sur le coût des combustibles primaires ou sur leur disponibilité en cas de perturbations et de laisser le secteur de l’électricité trouver librement son équilibre. L’instauration de droits sur les importations et la création de réserves pétrolières sont deux mesures prises par les gouvernements dans le passé pour répondre aux préoccupations concernant la sécurité énergétique en liaison avec le pétrole. Ce n’est que dans l’hypothèse où des interventions visant les approvisionnements en énergie primaire sont pas impossibles ou impraticables qu’il faudrait se tourner directement vers le marché de l’électricité pour régler les problèmes posés par la sécurité des approvisionnements énergétiques.

Un moyen de renforcer la sécurité énergétique : la diversité

Compte tenu de l’état actuel des marchés de l’énergie et des résultats des recherches menées à ce jour, il est difficile de trouver une raison impérative qui justifierait une intervention des pouvoirs publics dans le secteur de l’électricité. Cependant, il pourrait être intéressant d’examiner les mesures que les pouvoirs publics pourraient éventuellement prendre dans le secteur de l’électricité pour renforcer la sécurité énergétique. Les mesures comme la constitution de réserves n’étant concevables que pour les marchés de l’énergie primaire, la réponse évidente pour une technologie de transformation telle que l’électricité serait un d’élargir au maximum la palette des technologies de transformation et des combustibles en tant que sources d’énergie. La diversité tient lieu d’assurance contre une variété de problèmes ; ainsi par exemple, la diversité dans les types de centrales réduit le risque de défauts de conception fondamentaux exigeant la mise à l’arrêt d’un grand nombre de centrales pour réparation ou mise en conformité. Cela reflète simplement l’idée que l’on ne doit pas mettre tous ses œufs dans le même panier. Cet avantage de la diversité peut s’accompagner d’un coût, en particulier une diminution des économies d’échelle dans la fabrication des centrales.

Il s’agit de savoir si la libéralisation des marchés de l’électricité ramène la diversité au dessous d’un seuil acceptable et donc entraîne des coûts importants du fait des externalités liées à la sécurité énergétique. La question du dosage optimal entre les différents types de centrales pour faire face à l’incertitude est souvent discutée dans le cadre de la théorie du portefeuille. Ce cadre théorique a été élaboré pour déterminer le portefeuille financier optimal d’un investisseur. Il part du principe que dans la réalité les avoirs financiers ayant une rentabilité élevée sont souvent plus risqués que ceux dont le rendement est plus faible et fournit une méthode qui permet aux investisseurs d’optimiser à la fois la rentabilité et le risque de leur portefeuille, en fonction de leur position par rapport au risque – ils peuvent, soit refuser le risque, soit simplement l’accepter, soit être disposés à prendre des risques. Toutefois, la méthode peut être transposée à beaucoup d’autres situations impliquant un choix, y compris la constitution d’un « portefeuille » optimal de centrales électriques.

Au moment d’investir dans des centrales électriques, il faut trouver un compromis entre, d’une part, des prix vraisemblablement bas, mais un niveau d’incertitude élevé et, d’autre part, des prix vraisemblablement plus élevés, mais un niveau d’incertitude plus bas. En se dotant de quelques moyens de production supplémentaires plus coûteux on se garantit contre de fortes augmentations des prix des combustibles utilisés dans les centrales moins coûteuses. D’aucuns ont avancé que des taux d’actualisation plus élevés, comme cela devrait être le cas dans des marchés de l’électricité plus concurrentiels, affaiblissent l’intérêt pour la collectivité de s’assurer contre ces risques en réduisant la valeur anticipée des augmentations futures des coûts de l’électricité consécutives à des augmentations du prix des combustibles fossiles.

Une étude réalisée par la compagnie Scottish Nuclear en septembre 1994 (Scottish Nuclear, 1994), fondée sur une analyse de portefeuille, prévoit en effet implicitement que les marchés de l'électricité concurrentiels diminuent la diversité. Selon cette étude, la collectivité a intérêt à s'assurer contre le risque d'augmentations des prix des combustibles fossiles en faisant le choix de la diversité, et notamment en ayant recours à des combustibles non fossiles, en premier lieu l'énergie nucléaire. La principale conclusion est que l'énergie nucléaire réduit sensiblement le risque pour un coût supplémentaire faible. Un portefeuille contenant 30 pour cent d'énergie nucléaire donne un coût de production prévisible de 3.47 pence/kWh avec 1 chance sur 90 de passer à 4 p/kWh. Dans l'étude on considère que des coûts de production égaux ou supérieurs à 4 p/kWh sont représentatifs de coûts élevés. En revanche, dans un portefeuille contenant 4 pour cent d'énergie nucléaire, le coût moyen de production est égal à 3.33 p/kWh, mais s'accompagne d'un risque de 1 sur 30 de d'atteindre 4 p/kWh.

Le premier portefeuille, celui comprenant 30 pour cent d'énergie nucléaire, constitue une solution optimale. Cela représente un parc nucléaire à peine plus conséquent que le parc existant au moment où l'étude a été réalisée : en 1993, la production d'énergie d'origine nucléaire représentait au Royaume-Uni 27.8 pour cent de la production totale (AIE, 1994). Fondamentalement, cela signifie que le maintien du parc nucléaire existant, et éventuellement la construction d'un grand réacteur supplémentaire, par exemple la centrale Sizewell C (2000 MW), constituerait une stratégie optimale. A plus long terme, c'est-à-dire lorsque les centrales nucléaires seront parvenues à la fin de leur durée de vie technique et économique, le maintien de cet équilibre optimal nécessiterait de nouveaux investissements dans le secteur nucléaire. Quelques analyses de sensibilité ont également été exécutées. La valeur d'assurance de l'énergie nucléaire est positive si les consommateurs sont fortement réticents à la notion de prise de risques, et le demeure s'ils n'y sont que modérément opposés. Les consommateurs indifférents à la notion de risque n'accepteraient en aucun cas de payer une prime d'assurance quelconque. Le comportement des consommateurs disposés à prendre des risques n'a pas été modélisé.

La recommandation centrale de l'étude est que la différence de coûts entre la composition du parc énergétique déterminée par le marché et la composition optimale donnée par la méthode du portefeuille devrait être prise en charge par les pouvoirs publics.

Les auteurs de l'étude admettent que l'approche fondée sur le portefeuille ne rend pas pleinement compte de la réalité d'un marché concurrentiel. Les notions de coût global et d'optimisation des risques n'auraient pas leur place dans un marché libéralisé. En fait, tous les consommateurs décideraient par eux-mêmes la position qu'ils souhaitent prendre dans le compromis entre prix courants et risques de fluctuations des prix. D'ailleurs, l'un des éléments des systèmes énergétiques centralisés particulièrement soupçonné d'être facteur d'inefficience était précisément l'absence de choix laissé au consommateur final dans ce domaine et dans des domaines connexes comme les prix et la fiabilité. En outre, le regroupement nécessaire pour ce type d'analyse pose des problèmes méthodologiques fondamentaux qui réduisent parfois la validité des résultats. Les auteurs soutiennent que leurs résultats sont significatifs pour autant que tous les consommateurs n'ont pas pleinement accès à la concurrence, et que les arrangements contractuels pertinents, y compris ceux destinés aux consommateurs domestiques, ne reflètent pas pleinement leur préférence entre prix et risque. Dressant un parallèle entre l'ouverture totale du marché de l'électricité au Royaume-Uni en 1998 et les prêts à taux fixe dans le marché hypothécaire, ils admettent que de nombreuses années pourraient s'écouler avant que tous les mécanismes, y compris les intermédiaires tels que les organisations de commercialisation de l'électricité, se mettent en place et que les consommateurs eux-mêmes aient acquis la compétence suffisante pour faire en sorte que leurs préférences se reflètent au mieux dans les choix d'investissement. C'est une thèse discutable, car entre temps, de nombreuses entreprises énergétiques (telles que British Gas), et même certaines chaînes de supermarché, (comme

Sainsbury), se sont positionnées sur le marché de l'électricité destinée au secteur résidentiel à compter de 1998.

Au fur et à mesure que les marchés de l'électricité évoluent, les consommateurs et les fournisseurs assimilent le concept de diversité et s'adaptent en conséquence. Une fois que les arrangements contractuels sont en place pour chacun des intéressés, les pouvoirs publics ont beaucoup moins de raisons d'intervenir d'en haut pour modifier l'équilibre du parc électrique au nom des besoins de sécurité des consommateurs. Lorsque les marchés de l'électricité libéralisés seront bien en place, le coût de la sécurité extérieure sera l'unique raison susceptible de justifier une action des pouvoirs publics, comme cela a été discuté dans les deux sections ci-dessus.

La diversification des approvisionnements en énergie ne doit pas nécessairement se limiter au type de combustible utilisé. La diversification des sources d'approvisionnement d'un même combustible est une autre voie, encore que cette stratégie risque d'être moins efficace en raison de la tendance des marchés à atténuer les différentiels de prix. En général, moins il y a d'interactions entre les prix des différentes sources d'énergie, plus la stratégie de diversification revêt de sens. Lorsque la substitution entre combustibles est aisée et que les marchés des combustibles sont concurrentiels, les prix des différents combustibles par unité d'énergie sont proches les uns des autres. Cela est traditionnellement le cas pour le pétrole et le gaz. Les perturbations des approvisionnements, et les flambées des prix qui en résultent, se produisant dans l'un des deux marchés se propagent rapidement dans l'autre. En termes micro-économiques on dirait que l'élasticité des deux combustibles par rapport aux prix est fortement croisée ; en termes économétriques, qu'ils ont un coefficient de corrélation élevé, ou simplement qu'ils sont statistiquement étroitement liés. Si les pouvoirs publics estiment que la combinaison de combustibles existante présente un risque élevé du point de vue de la sécurité, ils pourraient souhaiter accentuer la diversité et se rabattre sur des combustibles ou des fournisseurs moins interdépendants des combustibles déjà utilisés. Ce pourrait être le cas du charbon, ainsi que de l'énergie nucléaire ou des énergies renouvelables.

En toute hypothèse, les conditions du marché, en particulier les prix des combustibles, ne manqueront pas de changer périodiquement, et ces changements pourraient conduire à une diversité plus grande que ne semble le suggérer l'étude ci-dessus. Cela tient à la longue durée de vie des centrales électriques qui, une fois amorties, peuvent être très concurrentielles par rapport aux installations nouvelles. C'est la raison pour laquelle, en dépit de la « ruée vers le gaz » qui a fait couler tant d'encre au Royaume-Uni, la part effective du gaz dans la production d'électricité n'était encore que de 17.5 pour cent en 1995, alors que celle du charbon était de 43 pour cent.

Indice de diversité

Stirling (1994) a élaboré un indice de diversité qui exprime le degré de diversité dans les systèmes de production d'électricité. L'indice de Stirling a été établi en fonction du principe que, pour l'essentiel, l'incertitude affectant les prix du pétrole ne s'explique pas par le risque mais par l'ignorance. Stirling en conclut que l'analyse de portefeuille ne convient pas aux systèmes d'approvisionnement en électricité.

En général, on définit le risque comme une incertitude dans la valeur d'une variable donnée, mais dans le cas où il existe une méthode objective pour attribuer des probabilités aux résultats, par exemple le jeu de pile ou face. L'incertitude, ou l'ignorance, intervient lorsque l'on manque d'un tel mécanisme, c'est-à-dire quand on ne peut absolument pas prévoir le résultat. Comme cela a été indiqué plus haut, la notion de sécurité énergétique n'est pas strictement économique mais est liée à

des considérations de politique étrangère et militaire, tout autant qu'économique. Les péripéties qui ont abouti aux grandes fluctuations des prix du pétrole d'après guerre ont été provoquées au moins autant par des événements politiques et militaires, tels que la guerre du Kippour qui a joué un rôle important en déclenchant le premier choc pétrolier, que par des facteurs économiques. On voit par là que l'incertitude sur les prix du pétrole relève davantage de la notion d'ignorance que de celle de risque et ne se prête donc pas à une analyse de portefeuille, laquelle s'appuie sur la théorie et la problématique du risque.

Stirling renonce donc à attribuer des fonctions de distribution des probabilités aux prix des combustibles (le problème) et cherche à apporter une solution fondée sur un indice de diversité emprunté à la physique, « la mesure de l'incertitude de Jaynes », qui est utilisé en mécanique statistique ainsi que dans les calculs d'entropie en thermodynamique. L'indice de diversité H est défini comme suit :

$$H = -\sum_i p_i \ln p_i$$

où p_i représente la proportion de combustible de type i dans l'ensemble d'un portefeuille. La formule multiplie la proportion de chaque type de combustible par son logarithme naturel (\ln), puis effectue la somme de ces valeurs. Comme le logarithme naturel d'une fraction est toujours négatif, le signe moins en tête de l'équation garantit que l'indice est positif. Plus il y a de sources d'approvisionnement différentes, plus l'indice augmente. C'est essentiellement une mesure de « l'équilibre » du parc électrique. L'indice donne une valeur plus faible, c'est-à-dire moins de diversité, pour cinq technologies se partageant équitablement la production, que pour cinquante technologies ayant chacune une part égale du marché et une valeur plus élevée dans le cas de cinq technologies de poids différents.

S'appuyant sur les données relatives à la production et aux coûts et sur les prévisions établies par le gouvernement du Royaume-Uni, d'une part, et sur son indice, d'autre part, Stirling a calculé un système optimal d'approvisionnement en électricité pour le Royaume-Uni. Pour ce faire, il a utilisé un modèle d'optimisation prenant en compte les résultats financiers des centrales et la diversité du parc dans son ensemble telle qu'exprimée par l'indice explicité plus haut. Par rapport à cet indice, la solution optimale est très différente de celle qui existait au Royaume-Uni à l'époque. Situation optimale et situation existante sont comparées dans le Tableau 2 ci-dessous.

Tableau 2. Systèmes d'approvisionnement en électricité existant et optimal du Royaume-Uni selon l'indice de Stirling (1990), en pourcentage

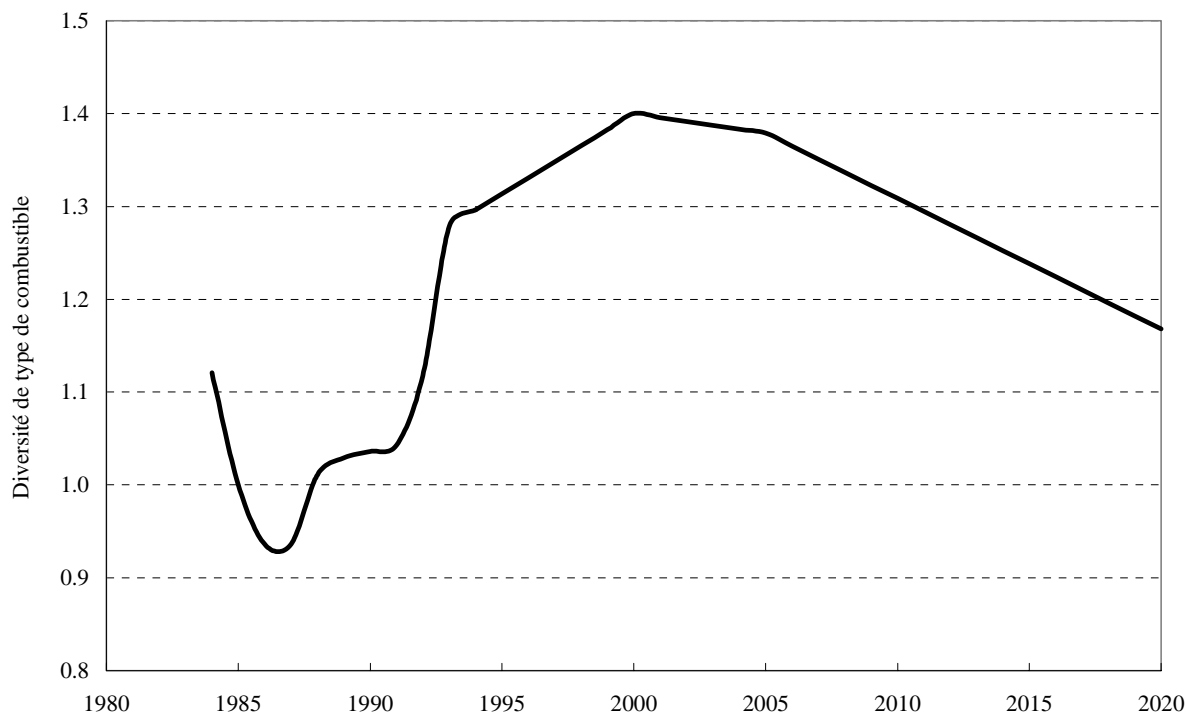
	Système existant	Optimum de Stirling
Énergie nucléaire	22	14
Charbon	66	27
Pétrole	9	7
Gaz	1	20
Énergie renouvelable :		
intermittente	0	13
permanente	0	17

Source : Stirling, 1994

L'évolution de l'indice dans le temps a également été calculée. Toujours à partir des données du gouvernement du Royaume-Uni, on aboutit à la courbe de diversité présentée dans la Figure A9-1. On constate un accroissement de la diversité en 1984 et 1985, due à la baisse de la consommation de

charbon provoquée par la grève des mineurs et à son remplacement par le pétrole. Après la grève, l'indice a retrouvé son niveau antérieur, puis a de nouveau augmenté à la fin des années 80 au fur et à mesure que le charbon perdait du terrain par rapport à l'énergie nucléaire, puis au gaz naturel. L'indice culmine en l'an 2000, mais décline de nouveau ensuite, lorsque le gaz prend une place de plus en plus dominante sur le marché.

Figure A9-1. **Indice de diversité pour la production d'électricité au Royaume-Uni, 1984-2020**



Source : Stirling, 1994.

L'indice proposé est très controversé (Lucas et al., 1995 ; Brower, 1995 ; Stirling, 1995), et la plupart des commentateurs conviennent qu'il présente un inconvénient majeur : il considère la diversité (et l'équilibre) comme intrinsèquement souhaitable et n'implique aucun jugement de valeur sur les divers résultats possibles. Le cas d'une compagnie d'électricité hypothétique qui ne posséderait que des centrales au charbon et au fioul illustre ce problème. Pour se diversifier, il lui faudrait avoir recours à une troisième et/ou une quatrième source d'énergie, mais la question est de savoir si cela devrait être le gaz naturel, l'énergie nucléaire ou des énergies renouvelables. Bien entendu, la réponse dépend de la hiérarchie des risques ou des incertitudes que l'on se fixe : le manque de stockage sûr à long terme pour les déchets radioactifs, les préoccupations éventuelles de sécurité s'agissant du gaz naturel, ou l'incertitude qui pèse sur les coûts et les performances dans le cas des énergies renouvelables². L'indice de Stirling ne donne aucune indication sur le résultat

2. Étant entendu que les énergies renouvelables n'ont pas besoin de combustible ou de combustible purement national. L'escalade des coûts des combustibles n'est donc pas un problème. Mais les dépassements de coûts pour les installations et la sous-utilisation peuvent toujours demeurer une cause d'incertitude importante.

optimal, car il n'attribue de valeurs prévisibles à ces variables. Son avantage principal, éliminer la nécessité d'attribuer des distributions de probabilités à ces variables, est également son plus gros inconvénient. Cependant, en tant qu'élément d'information venant s'ajouter aux analyses de probabilité plus classiques, il peut conserver un certain intérêt.

Valeur de la diversité dans la production d'électricité

Quelle que soit la façon dont on mesure la diversité, il s'agit toujours essentiellement de comparer les coûts supplémentaires pour la collectivité d'un surcroît de diversité dans le marché de l'électricité avec la valeur des externalités liées à la sécurité énergétique que cette diversité est censée réduire. L'évaluation comprend deux parties :

- estimer la différence entre le coût de l'électricité produite par les centrales destinées à apporter davantage de diversité et celle produite par les centrales qui auraient été choisies autrement.
- estimer la valeur des externalités liées à la sécurité énergétique correspondant à diverses sources d'énergie (selon toute vraisemblance en premier lieu les externalités liées à la sécurité énergétique des combustibles fossiles).

En pratique cela vient à comparer le coût du surcroît de diversité apporté par les centrales indépendantes des combustibles fossiles avec la valeur de la sécurité énergétique obtenue grâce à cette stratégie ³. Cette valeur correspond au coût de l'externalité imputable à la sécurité énergétique qui a été évitée. Si ce coût s'avère égal ou supérieur au surcoût nécessaire pour augmenter la diversité, les pouvoirs publics peuvent souhaiter prendre des mesures visant à internaliser les externalités et à encourager les investisseurs à privilégier les centrales électriques à combustible non fossiles.

Les externalités liées à la sécurité du pétrole ont été beaucoup plus étudiées que celles se rapportant aux autres marchés de combustibles fossiles. D'après les calculs, on pourrait les chiffrer dans une fourchette comprise entre 1 et 3 pour cent des prix du pétrole. Autrement dit, elles pèsent relativement peu. Les externalités liées à la sécurité du gaz et du charbon ont beaucoup moins retenu l'attention ; à la connaissance de l'auteur, le charbon n'a fait l'objet d'aucune analyse. Il est raisonnable de supposer, qu'en ce qui concerne les externalités, le pétrole suscite davantage de préoccupations que le gaz et le charbon, car le rapport des forces sur le marché mondial est un facteur important dans l'équation. Le marché international du charbon occupe une place modeste dans le commerce mondial et le rapport des forces sur ce marché ne semble pas être un problème. Le seul événement susceptible de créer une pénurie importante des approvisionnements serait une grève exceptionnellement longue - scénario qui s'est produit au Royaume-Uni en 1984/1985, sans grande conséquence pour le marché international du charbon. On peut donc estimer sans risque qu'en ce qui concerne le charbon, les externalités liées à la sécurité des approvisionnements représentent très peu de chose.

3. En principe, le coût privé de la production d'énergie à partir de différents combustibles devrait compenser la valeur de l'ensemble des externalités, y compris les externalités sur l'environnement, afin de dégager le choix du combustible optimal pour la collectivité.

Ce qui précède met en relief un point intéressant. Le préjudice provoqué à l'économie, et donc l'ampleur des externalités, dépendent l'un et l'autre de la gravité et de la durée de la perturbation des approvisionnements. La période comprise entre 1973 et 1986 représente la seule période historique (pendant les temps modernes et en temps de paix généralisée) pendant laquelle les combustibles primaires ont été disponibles en quantité réduite (ou à des prix élevés, ce qui revient au même). Si l'on doit investir dans un parc nucléaire coûteux destiné à durer 30 à 40 ans pour résoudre le problème de la sécurité et faire face à des perturbations des approvisionnements de beaucoup plus courte durée, le coût de la diversité pourrait dépasser de loin celui des externalités auxquelles il est censé remédier.

Les marchés du gaz sont régionaux, et bien que le rapport des forces sur ce marché soit un sujet de préoccupation, la situation n'est pas comparable avec celle qui prévalait dans le marché du pétrole pendant les crises pétrolières. Cette question est véritablement aiguë en Europe, qui est largement tributaire d'un petit nombre de fournisseurs extérieurs, essentiellement la Russie et l'Algérie, qui sont politiquement instables (à cet égard et pour ce qui suit, voir AIE, 1995). Plusieurs facteurs limitent les conséquences des perturbations pour les approvisionnements : le gaz est plus facile à remplacer que le pétrole et, à l'exception de l'Amérique du nord, la livraison de ce combustible fait l'objet de contrats à long terme, ce qui devrait contribuer à contenir les augmentations de prix. Dans la mesure du possible, la plupart des pays européens ont diversifié leurs sources d'approvisionnement en gaz et peuvent jouer sur les contrats interruptibles et les déstockages. Même dans le cas d'un scénario catastrophe, comme une rupture totale des livraisons de gaz russe aux pays européens de l'OCDE, soit 25 pour cent des approvisionnements en gaz de la région, les incidences d'une interruption d'une année sur le total des approvisionnements sont faibles : la pénurie de gaz pour les marchés de l'utilisation finale (bénéficiant de contrats d'approvisionnement fermes) représente seulement 2.5 pour cent de la demande. Les conséquences de cette pénurie sont inégalement réparties, certains pays étant plus affectés que d'autres, mais le résultat montre néanmoins que les externalités liées à la sécurité du gaz ne sont pas très importantes ou qu'elles ont été déjà partiellement internalisées. Les externalités liées à la sécurité du gaz sont donc probablement un moindre sujet de préoccupation que celles imputables au pétrole.

Dans la plupart des pays de l'OCDE, les possibilités d'accroître les ressources hydroélectriques sont limitées. L'énergie nucléaire et les sources d'énergie renouvelables autres que l'hydroélectricité sont donc les principales options de production indépendantes des combustibles fossiles susceptibles de réduire le coût pour la collectivité des externalités liées à la sécurité. Le plus souvent, les énergies renouvelables ne requièrent pas de combustible ou un combustible disponible au plan national. De ce point de vue, elles offrent une garantie de sécurité. Si l'énergie nucléaire ou les énergies renouvelables étaient concurrentielles simplement sur la base du coût de l'électricité produite, on pourrait les adopter sans référence particulière aux externalités liées à la sécurité. Dans ce cas, elles apparaîtraient automatiquement dans le parc électrique national et se substitueraient aux combustibles qui posent un problème en termes de sécurité. Cependant, ni l'une ni les autres ne semblent constituer le choix le plus économique dans de nombreux pays. L'accroissement de la diversité des approvisionnements en combustible que procure l'énergie nucléaire, par exemple, compense-t-il le coût actuel plus élevé de ce combustible dans de nombreux marchés de l'électricité ?

Si l'on prend le cas des États-Unis, il semble que l'écart de coût entre une nouvelle centrale nucléaire et une nouvelle centrale au gaz est très important : une centrale nucléaire est au moins deux tiers plus coûteuse qu'une centrale au gaz à cycle combiné. Partant du principe que le coût des externalités liées à la sécurité est plus faible pour le gaz que celui cité plus haut pour le pétrole (les États-Unis ayant des sources propres d'approvisionnement en gaz), cela signifie que même si l'on

prend en compte ces coûts, les centrales au gaz demeureront meilleur marché que les centrales nucléaires, et que la valeur des externalités ne sera pas suffisante pour modifier des décisions d'investissements marginaux. Si la question des externalités était réglée à la source, c'est-à-dire au point d'importation, ce qui serait la solution la plus rationnelle, les externalités imputables à la sécurité ne modifieraient pas les décisions d'investissements supplémentaires. Si les externalités n'étaient pas déjà prises en compte, aucune nouvelle intervention des pouvoirs publics dans le marché de l'électricité en faveur de l'énergie nucléaire ne serait justifiée, à moins que d'autres considérations stratégiques ne fournissent une autre justification.

Dans les pays très tributaires des importations, la somme des coûts liés à la sécurité externe sont probablement plus élevés qu'ailleurs, simplement parce qu'ils n'ont pas de source d'approvisionnement nationale et sont plus exposés au pouvoir du marché dans l'arène internationale. La conclusion tirée au paragraphe précédent pourrait être inversée pour ces pays.

Coût du maintien de la diversité

Dans ce contexte, on se demande actuellement aux États-Unis s'il convient de conserver le parc nucléaire existant au nom de la sécurité des approvisionnements, même si cette option n'est pas rationnelle du point de vue économique. Pour répondre à cette question il faut évaluer le coût du maintien en service des centrales nucléaires, puis les avantages qui pourraient en découler au plan de la sécurité. Il faudrait que ces derniers surpassent le coût de la « diversité » pour justifier le maintien du parc nucléaire.

Premièrement, combien en coûterait-il de continuer à exploiter des centrales nucléaires dont les coûts d'exploitation ne sont pas concurrentiels sur le marché ? Cette question renvoie au problème épineux de l'investissement échoué « stranded investments ». Les estimations de l'investissement échoué vont de quelque 50 à 500 milliards de dollars EU. Plusieurs études avancent le chiffre de 120 à 135 milliards de dollars EU comme étant le plus probable (par exemple, Moody, 1995 ; Yokell, Doyle, et Koppe, 1995) pour le total de l'investissement échoué. On estime que la part du nucléaire se situe entre 63 et 74 milliards de dollars EU (ibid ; ED, 1996), bien que cette estimation dépende très étroitement de la date d'entrée en vigueur de la libéralisation. En effet, plus l'ouverture à la concurrence intervient tardivement, plus la part de l'investissement non amorti diminue. Les chiffres cités reposent sur l'hypothèse d'une libéralisation rapide et massive, c'est-à-dire avant l'an 2000. Dans une étude récente, le Ministère de l'Énergie des États-Unis (DOE, 1997) estime que le montant cumulé de l'investissement échoué au cours des 17 prochaines années sera compris entre 72 et 169 milliards de dollars, mais pourrait selon certaines hypothèses (pas très réalistes) atteindre jusqu'à 408 milliards de dollars EU⁴.

Deuxièmement, dans quelle mesure l'énergie nucléaire contribuerait-elle à réduire les externalités liées à la sécurité pétrolière ? Assez peu, semble-t-il, car même à long terme, l'énergie nucléaire est mal placée pour se substituer aux centrales au fioul. En effet, on utilise essentiellement le fioul pour faire face à la charge de pointe et à la charge intermédiaire dans l'ensemble des pays de l'OCDE. Il n'est pas techniquement possible d'assurer ce service avec des centrales nucléaires. En outre, comme cela a été noté plus haut, les centrales au fioul ne fournissent qu'une petite proportion

4. Le chiffre élevé est fondé sur l'hypothèse d'une absence de réduction des coûts même en cas de pression concurrentielle, compte tenu des données d'observation dont on dispose déjà, cette hypothèse est très irréaliste.

de l'électricité totale dans les pays de l'OCDE. Aux États-Unis, la proportion est de 3 pour cent, soit un montant approximatif de 0.5 milliards de dollars EU ce qui est très inférieur à l'estimation citée plus haut de l'investissement nucléaire échoué. Il ne serait par conséquent pas raisonnable dans ce pays de continuer à exploiter des centrales nucléaires non rentables simplement pour mieux se prémunir contre les externalités liées à la sécurité des approvisionnements en pétrole. On pourrait tirer la même conclusion en ce qui concerne le gaz. Dans le cas du pétrole, les externalités liées à la sécurité analysées dans la présente annexe devraient se situer dans la partie haute de la fourchette des externalités prévisibles pour le marché du gaz, car une partie importante des externalités sont liées aux échanges mondiaux et aux rapports de force sur le marché concerné. Un tel marché n'existe pas pour le gaz. Aux États-Unis, l'essentiel du gaz naturel est produit sur place, ce qui réduit le risque de perturbations de l'approvisionnement pour des raisons politiques. Par ailleurs, à l'instar du pétrole, le gaz est en grande partie utilisé dans des centrales qui ne sont pas destinées à assurer la charge de base. Dans la mesure où les externalités liées à la sécurité gazière devraient revêtir une importance moindre que celles imputables à la sécurité pétrolière, l'énergie nucléaire ne constituera pas une assurance économiquement rationnelle contre une rupture des approvisionnements en gaz.

Conclusions : quel rôle pour les pouvoirs publics ?

L'analyse qui précède amène à tirer les conclusions suivantes. Estimer précisément la valeurs des externalités liées à la sécurité est aussi complexe et aléatoire que chiffrer le coût de la diversité que pourraient apporter certaines options de production comme l'énergie nucléaire. Il semble cependant que ces coûts soient approximativement du même ordre de grandeur. Ce résultat est confirmé par la méthode du portefeuille. Cette méthode n'est certes pas sans défaut, mais les indices de diversité tels que l'indice de Stirling mettent encore plus nettement en évidence l'intérêt que revêtent au plan de la diversité les filières de production à combustibles non fossiles. Même si ces autres indices ont leurs limites, on peut retenir que la supériorité du point de vue de la sécurité des filières de production qui ne dépendent des combustibles fossiles tient essentiellement au fait qu'elles sont statistiquement moins liés aux combustibles fossiles que ces derniers ne le sont entre eux.

Jusqu'à présent les marchés libéralisés ont eu tendance à favoriser les combustibles fossiles et on pourrait donc en conclure qu'une intervention des pouvoirs publics pourrait être nécessaire pour assurer une diversité suffisante de combustibles. Cependant, l'analyse ci-dessus fait apparaître que, dans de nombreux pays, il est probable que le coût nécessaire pour réaliser cette diversité l'emporte sur la valeur du surcroît de sécurité énergétique obtenu.

Au demeurant, même si les externalités liées à la sécurité étaient du même ordre de grandeur que le coût de la diversité, la prise en compte des externalités sur l'environnement pourrait amener à modifier une décision de privilégier une technologie ou un combustible particulier à des fins de sécurité énergétique. Si les pouvoirs publics devaient se préoccuper des externalités, il leur faudrait internaliser toutes les externalités pertinentes identifiables de façon cohérente et équitable et il ne serait pas rationnel d'internaliser les externalités liées à la sécurité et de laisser de côté les conséquences pour l'environnement. Les externalités sur l'environnement imputables aux sources d'énergie non fossiles, en particulier les énergies nucléaire et renouvelables, pourraient changer la valeur nette des mesures prises pour les soutenir par rapport au prix de la seule sécurité énergétique.

Dans un marché de l'électricité libéralisé, les mécanismes à la disposition des pouvoirs publics pour accroître la diversité ressemblent beaucoup aux instruments qu'ils peuvent utiliser pour promouvoir des sources d'énergie renouvelables ou pour remédier aux externalités sur

l'environnement : premièrement taxer l'option à éviter, c'est-à-dire le polluant ou le combustible importé, et, deuxièmement, subventionner les options souhaitées, éventuellement sous la forme d'une prime à la diversité versée par les gouvernements aux fournisseurs utilisant des combustibles non fossiles, et éventuellement financée par une taxe sur les lignes électriques. Avant de prendre toutes mesures de ce type, les gouvernements doivent évaluer soigneusement si elles sont justifiées, car toute action augmente inmanquablement les coûts de production et les prix de l'électricité pour les usagers.

C'est la raison pour laquelle les pouvoirs publics doivent vérifier si l'externalité supposée n'a pas déjà été partiellement internalisée. Cette internalisation peut s'être traduite par la constitution de réserves stratégiques ou l'instauration de droits de douane et de taxes.

En outre, les mesures doivent être adoptées à l'échelon approprié. Les externalités liées à la sécurité se rapportent aux énergies primaires et doivent être internalisées dans le prix de ces énergies. Les gouvernements ne devraient intervenir dans le marché de l'énergie finale que si cette solution s'avérait impossible ou impraticable.

RÉFÉRENCES

- BOHI, D.R., (1983), *What Causes Oil Price Shocks?* Discussion Paper D-82S, Resources for the Future, Washington, DC, USA.
- BOHI, D.R., (1989), *Energy Price Shocks and Macroeconomic Performance. Resources for the Future*, Washington, DC, USA.
- BOHI, D.R., and TOMAN M.A., (1996), *The Economics of Energy Security*, Kluwer Academic Publishers, Boston, USA.
- BROWER, M., (1995), *Comments on Stirling's Diversity and Ignorance in Electricity Investment*, Energy Policy, vol. 23, no. 2, pp. 115-116.
- DOE (1990), Report of the NES Oil Externality Subgroup, Draft Manuscript, United States Department of Energy, Washington, DC, USA.
- DOE (1997), *Electricity Prices in a Competitive Environment: Marginal Cost Pricing of Generation Services and Financial Status of Electric Utilities*, Report No. DOE/EIA-0614, United States Department of Energy, Washington, DC, USA.
- ED (1996), *Stranded Cost Speculation: Rudden Says \$65 Billion at Risk*, The Energy Daily, July 29, 1996.
- GAO (1996), *Evaluating US Vulnerability to Oil Supply Disruptions and Options for Mitigating their Effects*, United States General Accounting Office, Washington, DC, USA.
- GREENE, D.L., and LEIBY, P.N., (1993), *The Social Cost to the U.S. of Monopolization of the World Oil Market, 1927-1991*, Report No. ORNL-6744, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN, USA.
- HICKMAN, B.G., HUNTINGTON, H.G., and SWEENEY, J.L., (eds. 1987), *Macro-Economic Impacts of Energy Shocks*, North Holland, Amsterdam, Netherlands.
- IEA (1994), *Energy Policies of IEA Countries*, International Energy Agency, Paris, France.
- IEA (1995), *The IEA Natural Gas Security Study*, International Energy Agency, Paris, France.
- LUCAS, N., PRICE, T., and TOMPKINS, R., (1995), *Diversity and Ignorance in Electricity Supply Investment: a Reply to Andrew Stirling*, Energy Policy, vol. 23, no. 1, pp. 5-7.

MARION, N.P., and SVENSSON, L., (1986), *The Terms of Trade Between Oil Importers*, Journal of International Economics, vol. 20, no. 1/2, pp. 99-113.

MAULL, H.W., (1984), *Raw Materials, Energy and Western Security*, McMillan, London, UK.

MITCHELL, J., (1994), *What is the Energy Security Problem?*, International Journal of Global Energy Issues, vol. 6, no. 6, pp. 293-300.

MOODY (1995), *Stranded Cost Will Threaten Credit Quality of U.S. Electrics*, Moody's Investors Services, New York, USA.

MORK, K.A., MYSON, H.T., and OLSEN, O., (1989), *Macroeconomic Responses to Oil Price Increases and Decreases in Six OECD Countries*, Owen Graduate School of Management, Working Paper No. 89-12, Vanderbilt University, Nashville, TN, USA.

SCOTTISH NUCLEAR (ed. 1994), *Diversity in UK Electricity Generation: A Portfolio Analysis of the Contribution of Nuclear*, ERM, London, UK.

STIRLING, A., (1994), *Diversity and Ignorance in Electricity Supply Investment – Addressing the Solution Rather than the Problem*, Energy Policy, March 1994, pp. 195-216.

STIRLING, A., (1995), *Diversity in Electricity Supply: A Response to Lucas et al*, Energy Policy, vol. 23, no. 1, pp. 8-11.

MÉTHODOLOGIE DES COÛTS ACTUALISÉS

Cette annexe décrit la méthodologie adoptée pour calculer les coûts de production dans le présent rapport ainsi que dans les études antérieures appartenant à la même série. On y donne les raisons du choix effectué, on y explicite les équations utilisées pour calculer les coûts actualisés et on y met en relief les principaux paramètres nécessaires pour les calculs. Toutefois, la notion de taux d'actualisation n'est pas analysée dans le détail.

L'adoption d'une méthodologie normalisée de calcul des coûts est un préalable à une comparaison équitable entre les différentes filières de production d'électricité. La méthodologie des coûts actualisés en fonction de la durée de vie permet de calculer les coûts sur la base de l'électricité nette fournie aux bornes des centrales, point d'entrée de l'électricité dans le réseau. Cette méthodologie ne remplace pas l'analyse exhaustive des coûts des systèmes qui établit l'incidence économique globale du couplage à un système de production existant. L'analyse des coûts d'un système, qui est intéressante du point de vue du producteur pour évaluer le coût d'une adjonction au système, n'a pas été adoptée dans les études de cette série car les résultats sont essentiellement propres à chaque système et ils ne peuvent pas être interprétés directement à des fins de comparaison internationale.

La méthodologie des coûts actualisés permet de calculer la valeur courante, pour une année de référence donnée, de séries chronologiques de dépenses et de recettes, par application d'un taux d'actualisation. Le taux d'actualisation jugé approprié pour le secteur électrique peut varier d'un pays à l'autre, et dans le même pays d'une compagnie d'électricité à l'autre. L'application d'un taux d'actualisation rend compte de la valeur-temps de l'argent, à savoir qu'un montant gagné ou dépensé dans le passé ou dans l'avenir n'a pas la même valeur qu'un montant identique (en termes réels) gagné ou dépensé aujourd'hui. Le taux d'actualisation peut être lié aux taux de rendement éventuels d'investissements représentatifs ; il peut s'agir d'un taux fixé par les responsables de la réglementation intégrant des provisions pour les risques financiers et/ou découlant d'une analyse macro-économique nationale ; il peut enfin être subordonné à d'autres considérations se rapportant au partage des coûts et des avantages entre les générations présente et futures. Dans la présente étude, les coûts de production actualisés sont présentés aux taux d'actualisation annuels de 5 et 10 pour cent. Cette fourchette est représentative des valeurs indiquées dans la plupart des réponses nationales au questionnaire, d'où sont tirés les coûts figurant dans le présent rapport.

Compte tenu des objectifs et de la portée de l'étude, sont pris en compte tous les composants des coûts à la charge de la compagnie d'électricité, c'est-à-dire ceux qui interviendront dans le choix de la solution retenue pour la production. Dans cette optique, l'impôt sur les revenus et les bénéfices perçus sur la compagnie ainsi que toutes les autres charges fixes qui n'ont pas d'influence sur le choix de la technologie sont exclus. Les coûts externes qui ne sont pas supportés par la compagnie d'électricité, tels que les coûts liés aux effets sur la santé et sur l'environnement des émissions résiduelles ne sont pas davantage pris en compte. En revanche, les coûts fixes propres à la centrale, les primes

d'assurance et les dépenses de R-D à la charge des producteurs sont comptabilisés de même que les coûts associés aux mesures et normes de protection de l'environnement, par exemple la mise en œuvre de technologies antipollution et les permis d'émissions.

Les éléments de coûts utilisés dans les calculs sont exprimés en termes monétaires constants car on admet généralement que les calculs établis en monnaie constante sont ceux qui se prêtent le mieux aux comparaisons internationales. L'année de référence choisie pour l'actualisation ne modifie pas les comparaisons des coûts actualisés entre différentes centrales. Cependant, les valeurs absolues des coûts actualisés varieront d'une année de référence à l'autre en périodes d'inflation ou de déflation. Dans la présente étude, l'année de référence retenue pour l'actualisation est 2005 (l'année de la mise en service). Afin de faciliter la présentation des résultats dans le rapport, on a exprimé les coûts actualisés pour tous les pays dans une unité monétaire commune, généralement le dollar des États-Unis, en appliquant les taux de change publiés par le Fonds monétaire international (FMI) pour l'année de l'étude. Les coûts figurant dans la présente étude sont exprimés en dollars des États-Unis du 1er juillet 1996.

Appliquée aux coûts de production, la méthodologie des coûts moyens actualisés pendant la durée de vie de l'installation permet d'obtenir, exprimés en termes de valeur courante, les coûts par unité d'électricité produite qui correspondent au rapport entre les dépenses totales pendant la durée de vie et la production totale attendue. Ces coûts sont équivalents aux prix moyens que les consommateurs auraient à payer pour rembourser à l'investisseur/exploitant l'intégralité de ses dépenses d'équipement, d'exploitation et de maintenance et de combustible, compte tenu d'un taux de rendement égal au taux d'actualisation.

Lorsqu'on applique cette méthode, on peut apprécier les avantages économiques des divers types de centrale en comparant leurs coûts moyens actualisés pendant leur durée de vie. Les hypothèses techniques et économiques qui sous-tendent les résultats sont transparents et la méthode se prête à une analyse de sensibilité permettant d'évaluer l'incidence des variations de différents paramètres sur la compétitivité relative des différentes technologies envisagées.

La formule appliquée pour calculer, pour chaque centrale, le coût de la production d'électricité actualisé (CPE) est la suivante :

$$\text{CPE} = \sum_t [(I_t + M_t + F_t) (1+r)^{-t}] / \sum_t [E_t (1+r)^{-t}]$$

- avec :
- CPE = Coût de production moyen actualisé du kWh pendant la durée de vie de l'installation
 - I_t = Dépenses d'investissement pendant l'année t
 - M_t = Dépenses d'exploitation et de maintenance pendant l'année t
 - F_t = Dépenses de combustible pendant l'année t
 - E_t = Production d'électricité pendant l'année t
 - r = Taux d'actualisation
 - \sum_t = Total cumulé pour la période, y compris la construction, l'exploitation pendant la durée de vie utile et le déclassement de la centrale, s'il y a lieu.

Les estimations de coût présentées dans l'étude ont été calculées au moyen de la formule ci-dessus, avec les paramètres obtenus en réponse au questionnaire et/ou définis par le Groupe d'experts dans le cadre commun convenu pour les études génériques et les études de sensibilité.

Le champ couvert par les dépenses d'investissement, d'exploitation et d'entretien et de combustible est décrit dans le corps du rapport. Les dépenses d'investissement encourues chaque année, y compris les dépenses de construction, de rénovation et de déclassement, le cas échéant, figurent dans échéancier des dépenses couvrant la totalité de la période pendant laquelle les dépenses devraient se produire. Les coûts d'exploitation et d'entretien par unité de puissance installée nette et par année sont fournis pour la période couvrant la totalité de la durée de vie utile de la centrale. Les coûts de combustible, à l'entrée de la centrale, sont fournis pour l'année de la mise en service et un taux de révision des prix est indiqué pour chaque année, s'il y a lieu, tout au long de la vie utile de la centrale. Comme la plupart des dépenses s'échelonnent pendant l'année, on a fait l'hypothèse, aux fins de l'actualisation, que les coûts annuels se produisent au milieu de l'année.

Quant à la production des centrales, on a calculé la production d'électricité pendant l'année t en tenant compte de la puissance installée nette de l'unité et du facteur de charge stabilisée supposé. Dans les cas génériques (facteur de charge à l'équilibre égal à 75 pour cent), on a fait l'hypothèse que les centrales seraient exploitées à pleine puissance pendant 5 000 heures pendant la première année d'exploitation, 6 000 heures pendant la deuxième et 6 626 heures par an pendant le reste de la durée de vie utile de la centrale. Comme pour les dépenses annuelles, on a supposé, aux fins de l'actualisation, que la production annuelle intervient au milieu de l'année.

Facteur de charge à l'équilibre (%)	65	75	80
1ère année d'exploitation	5 000 h/a	5 000 h/a	5 000 h/a
2ème année d'exploitation	5 700 h/a	6 000 h/a	6 000 h/a
3ème année d'exploitation et suivantes			
Durée de vie économique de 40 ans	5 712 h/a	6 626 h/a	7 087 h/a
Durée de vie économique de 30 ans	5 719 h/a	6 646 h/a	7 116 h/a
Durée de vie économique de 25 ans	5 724 h/a	6 663 h/a	7 139 h/a

Il convient de souligner qu'il n'existe pas de méthodologie unique et universelle pour estimer les coûts de production. La méthode des coûts de production actualisés pendant la durée de vie de l'installation fondée sur l'actualisation de l'ensemble des coûts et des recettes exprimés en termes monétaires constants, offre un moyen fiable de comparer les coûts relatifs de différents types de centrales rendant des services analogues, par exemple alimentation en électricité permettant d'assurer la charge de base, et constitue donc une base appropriée pour effectuer des comparaisons à l'échelon international.

RÉFÉRENCES

Electric Power Research Institute, (1997), *Technical Assessment Guide – Vol. 3 Fundamentals and Methods*, EPRI TR-100281-V3-R7.

International Atomic Energy Agency, (1984), *Expansion Planning for Electrical Generating Systems: A Guidebook – Section 6.2 Power Plant Lifetime Levelized Cost of Generation*, pp. 156-174, TRS No. 241, IAEA, Vienna.

OCDE/AEN (Agence pour l'énergie nucléaire), (1983), *Les coûts de production de l'énergie électrique dans les centrales nucléaires et dans les centrales au charbon*, Paris, France.

OCDE/AEN (Agence pour l'énergie nucléaire), (1985), *Les aspects économiques du cycle du combustible nucléaire*, Paris, France.

LES ÉDITIONS DE L'OCDE, 2, rue André-Pascal, 75775 PARIS CEDEX 16
IMPRIMÉ EN FRANCE
(66 98 16 2 P) ISBN 92-64-26162-1 – n° 50348 1998