

**L'énergie nucléaire
face à la concurrence
sur les marchés de l'électricité**

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

AVANT-PROPOS

La plupart des pays de l'OCDE ont entrepris, ou planifient, une refonte de leurs marchés de l'électricité. Les pouvoirs publics comptent sur les mécanismes du marché pour améliorer les performances économiques du secteur électrique. Le passage d'un environnement économique réglementé à une compétition ouverte devrait avoir des conséquences spécifiques sur l'industrie nucléaire en raison du rôle primordial que les pouvoirs publics ont traditionnellement joué dans ce domaine.

C'est dans ce contexte que le Comité chargé des études techniques et économiques sur le développement de l'énergie nucléaire et le cycle du combustible (NDC) de l'AEN a décidé de lancer une étude sur l'énergie nucléaire dans un marché concurrentiel. Cette étude, centrée sur les enjeux de la déréglementation économique pour divers acteurs du secteur électronucléaire, vient compléter les travaux du Comité relatifs aux divers aspects économiques de l'énergie nucléaire.

Cette étude a été menée par un groupe d'experts où étaient représentés douze pays Membres et trois organisations internationales. Il aborde les aspects de la déréglementation qui concernent les centrales nucléaires actuelles et futures et souligne, à l'intention des analystes et décideurs au sein des organismes publics et de l'industrie, les sujets qui méritent une réflexion plus approfondie.

TABLE DES MATIÈRES

AVANT-PROPOS	3
SYNTHÈSE	7
1. INTRODUCTION	13
Contexte	13
Objectifs et champ de l'étude.....	14
Méthodes de travail.....	15
Autres études connexes.....	16
2. DÉREGLEMENTATION DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET ÉNERGIE NUCLÉAIRE	17
Déréglementation du secteur électrique	17
Privatisation du secteur électrique	19
Problèmes généraux pour les producteurs d'électricité sur des marchés déréglementés	20
Cas particulier de l'énergie nucléaire sur un marché déréglementé.....	22
3. IMPACTS SUR LES CENTRALES NUCLÉAIRES EN SERVICE	23
Performances des centrales nucléaires	23
Sûreté et réglementation.....	24
Prolongation de la durée de vie des centrales et augmentation de leur puissance nominale	25
Coûts échoués	26
Compétitivité des centrales nucléaires actuelles	29

4. IMPACTS SUR LES CHARGES FINANCIÈRES FUTURES, LA RESPONSABILITÉ CIVILE ET LES ASSURANCES NUCLÉAIRES	31
Risques et charges financières	31
Assurances responsabilité civile et autres	32
Importance des fonds de démantèlement sur un marché concurrentiel	33
Charges futures pour l'évacuation du combustible utilisé et des déchets de haute activité	35
5. RÉPERCUSSIONS DE LA DÉRÈGLEMENTATION DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ SUR LA STRUCTURE DU SECTEUR ÉLECTRONUCLÉAIRE	39
Producteurs d'électricité nucléaire.....	39
Constructeurs de réacteurs et architectes industriels.....	40
Équipementiers et prestataires de service	42
Industries du cycle du combustible.....	43
Activités de recherche nucléaire	45
Autorités de sûreté	46
6. IMPACTS SUR LES NOUVELLES CENTRALES NUCLÉAIRES	49
Prévisions des coûts de production de l'électricité	49
Déréglementation du marché de l'électricité et investissements futurs dans l'énergie nucléaire	50
Perspectives de construction de centrales nucléaires	51
7. AUTRES FACTEURS INFLUANT SUR LA COMPÉTITIVITÉ DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE	53
Développement durable	53
Changement climatique.....	54
Sécurité et diversité d'approvisionnement.....	57
Risques politiques et réglementaires	58
Externalités	58
8. CONCLUSIONS	61
BIBLIOGRAPHIE	65
LISTE DES MEMBRES DU GROUPE D'EXPERTS	67

SYNTHÈSE

Dans les pays Membres de l'OCDE, l'électricité était traditionnellement produite dans des installations publiques ou appartenant à des monopoles bénéficiant d'une protection d'État, et son prix était réglementé. Depuis peu, cependant, plusieurs pays ont déréglementé leurs marchés de l'électricité, ouvrant ainsi la voie à la concurrence au niveau de la fourniture et des prix. La déréglementation des marchés de l'électricité devrait s'imposer dans de nombreux pays. Or, cette évolution peut être déterminante pour l'avenir des programmes électronucléaires, d'autant que dans la plupart des pays de l'OCDE ces programmes ont été partiellement subventionnés ou menés à bien par des entreprises soit publiques, soit jouissant du monopole de la fourniture.

Conscient de l'importance de cette déréglementation pour l'énergie nucléaire, le Comité chargé des études techniques et économiques sur le développement de l'énergie nucléaire et le cycle du combustible (NDC) de l'AEN a lancé une étude afin d'analyser ses répercussions éventuelles sur l'exploitation des installations et les programmes électronucléaires. Bien que ce rapport ne propose ni recommandation ni solution que pourrait adopter la communauté nucléaire pour bien gérer cette déréglementation, il devrait permettre aux décideurs et aux producteurs nucléaires d'en repérer les effets potentiels sur leur situation particulière et de préparer l'avenir.

Ce rapport passe en revue l'état de la déréglementation du marché de l'électricité, examine brièvement les aspects connexes de la privatisation de la production d'électricité et étudie les problèmes généraux et spécifiques que rencontre l'énergie nucléaire dans un marché déréglementé. Sur un marché concurrentiel, déréglementé, les producteurs d'électricité souhaitent investir dans des solutions rentables présentant des risques techniques, économiques et politiques bien connus. Sur ce type de marchés, l'énergie nucléaire pourrait se trouver désavantagée, parce que jugée comporter des risques politiques (liés au refus du public), techniques, liés à l'évacuation des déchets, ainsi que des risques économiques découlant des charges financières futures pour le déclassement et le démantèlement des centrales nucléaires. En revanche, elle présente un intérêt pour l'environnement, dans la mesure où elle ne rejette pratiquement pas de gaz à effet de serre, ni de particules, ni d'autres polluants

atmosphériques. Toutes ces spécificités, bonnes ou mauvaises, pourraient compter dans l'évaluation de la compétitivité de l'énergie nucléaire sur un marché déréglementé. Les forts coûts en capital, les durées de construction longues et la nécessité d'exploiter les centrales à des facteurs de charge élevés s'appliquent aux centrales nucléaires, mais aussi à d'autres technologies de production d'électricité.

Répercussions sur les centrales nucléaires actuelles

S'agissant des centrales nucléaires actuelles, les coûts déterminants sur un marché concurrentiel sont des coûts marginaux d'exploitation, à savoir les coûts d'exploitation et de maintenance, y compris toutes les dépenses consenties pour des réparations et les travaux de remise en état des installations. Les coûts d'investissement sont importants pour l'entreprise et ses actionnaires, mais ils ont déjà été payés et, de ce fait, devraient être considérés comme des coûts irrécupérables dans les décisions économiques portant sur la poursuite de l'exploitation d'une centrale nucléaire. Cependant, la faiblesse des prix de l'électricité sur un marché concurrentiel pourrait gêner les producteurs d'électricité nucléaire si elle leur interdit de récupérer les coûts marginaux d'exploitation et d'amortir les coûts d'investissement des centrales.

La déréglementation du marché devrait avoir des effets positifs sur les performances des centrales actuelles. Une concurrence accrue incite à des réductions d'effectifs, des augmentations de productivité et des améliorations de la disponibilité des centrales nucléaires, toutes mesures qui concourent à de meilleures performances économiques. Dans certains pays Membres de l'OCDE, les centrales nucléaires affichent déjà de bonnes performances sur les marchés concurrentiels.

Ces dernières années, les États-Unis ont vu les facteurs de charge de leurs centrales nucléaires augmenter et le coût moyen de la production électro-nucléaire décliner, avec pour résultat une meilleure compétitivité de l'énergie nucléaire. En termes de coûts de production, les centrales nucléaires américaines sont en moyenne concurrentielles. Au Royaume-Uni, elles se sont également bien comportées depuis la déréglementation. Leur disponibilité s'est améliorée, de même que la production, grâce à une meilleure organisation des opérations de rechargement, une réduction des durées d'indisponibilité et une augmentation des niveaux de puissance. En Finlande et en Suède, l'exploitation des centrales nucléaires dans le marché de l'électricité des pays nordiques a donné toute satisfaction et en Allemagne, en Espagne et aux Pays-Bas, ces centrales ont bien résisté à la concurrence des autres installations sur les marchés compétitifs introduits au début de 1998.

Le coût de la prolongation de la durée de vie d'une centrale nucléaire devrait être inférieur à celui de la construction de nouvelles centrales, de quelque type que ce soit, pour la production d'électricité en base. On peut en conclure que la concurrence devrait augmenter la probabilité de prolonger la durée de vie de centrales nucléaires fonctionnant de manière satisfaisante.

Les installations nucléaires sont généralement exploitées de façon sûre, non seulement parce qu'elles doivent respecter la réglementation, mais aussi parce qu'elles ont intérêt à être compétitives par rapport aux autres sources d'énergie. Il a été avancé qu'en insistant de façon exagérée sur la compétitivité économique, on pouvait négliger de financer la sûreté nucléaire. Tout laisse penser, au contraire, que la compétitivité économique est parfaitement compatible avec un fonctionnement sûr et que la sûreté nucléaire n'aura pas à pâtir de la déréglementation du marché d'électricité.

Répercussions sur les charges financières, la responsabilité civile et les assurances nucléaires

La concurrence devrait inciter les producteurs d'électricité à recenser et quantifier de manière précise les charges financières futures des centrales nucléaires et à les inclure dans les prix de l'électricité. Sur un marché concurrentiel, les modifications de la réglementation importeront aussi. Cependant, les charges financières futures, la responsabilité civile et les assurances correspondantes, dont les coûts sont assez bien établis, ne devraient pas changer sur un marché déréglementé.

Les charges financières futures correspondantes au démantèlement et à la gestion des déchets représentent probablement le plus important des divers risques économiques associés à l'énergie nucléaire sur un marché concurrentiel. À ce sujet, les motifs d'inquiétude concernent la précision des estimations des coûts futurs, la disponibilité et l'importance des fonds provisionnés pour payer ces opérations et la stabilité des exigences réglementaires qui influent sur les coûts.

Les fermetures précoces de centrales ou l'absence de garantie quant à la quantité d'électricité vendue présentent un risque dans la mesure où elles pourraient entraîner un déficit des fonds prévus pour le démantèlement et le stockage des déchets dans un environnement concurrentiel. Pour y faire face, le cas échéant, les solutions pourraient consister à prélever une surtaxe sur la consommation d'électricité, à demander aux propriétaires de centrales nucléaires de supporter les coûts ou à combler le déficit par des recettes publiques.

La concurrence sur le marché du démantèlement et de la gestion des déchets nucléaires s'avivera, provoquant éventuellement des baisses de prix. L'issue pourrait être une privatisation totale du secteur de la gestion des déchets et du démantèlement. Dans certains pays, l'entière responsabilité de la gestion des déchets et du démantèlement a été transférée aux propriétaires de centrales nucléaires, les pouvoirs publics ne conservant qu'une fonction de contrôle et de réglementation de la sûreté.

Répercussions sur la structure du secteur électronucléaire

La concurrence devrait avoir des répercussions sur la structure de l'industrie électronucléaire, y compris sur les activités de recherche. On prévoit, sur les marchés concurrentiels, des regroupements d'actifs ou des partenariats à coûts partagés entre producteurs nucléaires désireux de tirer parti des économies d'échelle et de se placer en meilleure position pour fournir de l'électricité en base aux consommateurs. Les constructeurs nucléaires, équipementiers et sociétés d'ingénierie seront tentés par des alliances et des co-entreprises qui leur donnent accès au marché mondial et leur permettent de partager les risques dans le nouvel environnement économique et d'exploiter les synergies possibles.

L'industrie du cycle du combustible nucléaire devrait opérer une restructuration, avec intégration verticale des industries de la partie amont du cycle, intégration verticale entre les cycles amont et aval et intégration horizontale à chaque étape du cycle. À l'issue de ce processus, on devrait trouver des fournisseurs privés dans la partie aval du cycle du combustible qui, traditionnellement, était entre les mains d'entreprises publiques. Il pourrait y avoir un regain d'intérêt pour des solutions internationales de stockage de déchets radioactifs si les pressions sur les coûts de l'aval du cycle du combustible s'intensifient.

La décrue des financements publics de la recherche et du développement nucléaires devrait se poursuivre avec la déréglementation des marchés de l'électricité. Les entreprises d'électricité pourraient de leur côté choisir d'économiser sur les travaux de recherche et de développement et concentrer leurs efforts sur la recherche appliquée directement liée à des améliorations des performances. Toutefois, bien que la recherche fondamentale ne puisse plus espérer bénéficier du même soutien des entreprises d'électricité, il faut être conscient que la concurrence devrait stimuler, et récompenser, l'initiative et l'innovation. Entre autres avantages, la concurrence pourrait entraîner l'abandon de certaines exigences réglementaires peu efficaces et apporter une certaine liberté d'innover dans les méthodes choisies pour abaisser les coûts. La concurrence crée aussi de nouveaux débouchés pour les innovations dans les techniques de production qui visent à améliorer l'efficacité et la fiabilité des centrales.

Répercussions sur la construction de centrales nucléaires et autres facteurs influant sur la compétitivité de l'énergie nucléaire

Les nouvelles centrales nucléaires ont perdu beaucoup de leur compétitivité ces dernières années, notamment si on les compare aux centrales à gaz. L'étude récente de l'AEN et de l'AIE sur les prévisions de coûts de la production d'électricité montre que l'énergie nucléaire est rarement l'option la moins chère pour la construction de centrales destinées à entrer en service entre 2005 et 2010.

Sur un marché concurrentiel, il deviendra beaucoup plus difficile de prévoir les prix de l'électricité sur de longues périodes. De ce point de vue, les centrales nucléaires, dont la construction est une entreprise de longue haleine qui exige un investissement très lourd, présentent des risques plus grands pour les investisseurs que les autres types de centrales. En revanche, les avantages de l'énergie nucléaire sont les faibles prix du combustible et le risque moindre de hausse du prix de ce combustible.

Les décisions d'investir dans la construction de centrales nucléaires dépendront de la rentabilité de l'opération. Les perspectives de construction de centrales nucléaires sur des marchés concurrentiels sont assez floues. Bien qu'il existe des arguments valables pour construire des centrales nucléaires sur ces marchés, les décisions qui seront adoptées devraient dépendre entre autres de l'opinion publique, de la volonté politique et du rythme auquel seront aménagées les installations destinées au stockage définitif du combustible usé et d'autres déchets de haute activité.

D'autres facteurs, comme les avantages environnementaux de l'énergie nucléaire, pourraient en favoriser le développement. La compétitivité de l'énergie nucléaire pourrait en effet s'améliorer si l'on prenait en compte dans les prix du marché les coûts environnementaux externes, par exemple ceux des émissions de gaz à effet de serre et d'autres polluants. À long terme, il faudra probablement recourir à l'énergie nucléaire pour stabiliser les émissions mondiales de gaz à effet de serre, car cette énergie est l'une des solutions les moins coûteuses pour produire de l'électricité sans rejeter de carbone.

La réglementation sur la sûreté et la façon dont les autorités de sûreté veillent à son application peuvent avoir des répercussions importantes sur les coûts de production de l'électricité nucléaire et sur la compétitivité de cette énergie. Les investisseurs ont besoin d'un environnement commercial, réglementaire et politique qui soit stable. L'incertitude en matière de réglementation nucléaire peut peser lourd dans les décisions d'investir.

1. INTRODUCTION

Contexte

Au cours des vingt dernières années, la question de savoir s'il faut fermer les centrales à l'expiration des permis d'exploitation ou avant, ou s'il vaut mieux prolonger leur durée de vie au-delà de celle qui a été initialement prévue, est devenue une préoccupation capitale des propriétaires de centrales nucléaires dans les pays de l'OCDE. Les pouvoirs publics se désengagent progressivement de l'industrie électronucléaire, vendent leurs centrales et subventionnent moins les programmes nucléaires. Aujourd'hui, les projets de construction de tranches nucléaires dans un avenir prévisible se font rares.

L'industrie électronucléaire se trouve confrontée à des incertitudes sur les plans financier, technique et réglementaire. Le démantèlement et le stockage définitif des déchets de haute activité sont les secteurs les plus représentatifs de ce point de vue. L'attitude de la collectivité à l'égard de l'énergie nucléaire couvre tout un spectre de possibilités depuis l'ambivalence jusqu'au refus, sentiments qui se retrouvent chez les dirigeants politiques. Pourtant, le public est de plus en plus sensible aux risques de réchauffement planétaire ainsi qu'à d'autres répercussions des combustibles fossiles sur l'environnement et sur la santé. L'énergie nucléaire présente à cet égard des avantages indiscutables. Or, si l'idée que l'énergie nucléaire est associée à un environnement propre n'a pas encore fait son chemin dans la conscience collective, c'est pourtant bien elle qui pourrait relancer cette forme d'énergie à l'avenir.

Traditionnellement, ce sont des installations appartenant au secteur public ou des monopoles bénéficiant de la protection de l'État qui ont assuré la production d'électricité dans les pays de l'OCDE à des prix soumis à réglementation. La tendance actuelle est à l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité, avec pour corollaire la privatisation de la production d'électricité. Il s'agit donc de savoir comment et dans quelle mesure, cette tendance va marquer l'évolution des programmes électronucléaires.

Objectifs et champ de l'étude

Conscient de l'importance de ce mouvement mondial vers l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité, le Comité chargé des études techniques et économiques sur le développement de l'énergie nucléaire et le cycle du combustible (NDC) de l'AEN a lancé une étude afin d'en analyser les effets sur le secteur électronucléaire. Les représentants de douze pays Membres et de trois organisations internationales ont constitué à cet effet un Groupe d'experts en février 1998. La première réunion de ce groupe s'est tenue en mars 1998.

Il s'agissait essentiellement d'analyser les effets de la concurrence de plus en plus vive sur les programmes électronucléaires des pays Membres. L'étude a donc consisté à recenser les questions qui méritent un examen approfondi lors de l'analyse de la déréglementation du secteur électrique.

Le champ de l'étude a ainsi été défini par le Groupe :

Répercussions de la déréglementation des marchés de l'électricité sur les centrales nucléaires actuelles

- Modifications des paramètres d'exploitation, par exemple : effectifs, productivité, disponibilité, sûreté, exposition aux rayonnements.
- Compétitivité de l'énergie nucléaire.

Répercussions de la déréglementation des marchés de l'électricité sur les charges financières futures, la responsabilité civile et les assurances nucléaires

- Charges financières futures correspondant au démantèlement et à la gestion des déchets nucléaires.
- Responsabilité civile et assurances.

Répercussions de la déréglementation des marchés de l'électricité sur la structure du secteur électronucléaire

- Restructuration des entreprises d'électricité, des équipementiers et des entreprises de services, des industries du cycle du combustible et des activités de recherche nucléaire.

Répercussions de la déréglementation des marchés de l'électricité sur les perspectives de construction de centrales nucléaires

- Coûts et compétitivité des nouvelles centrales nucléaires.
- Perspectives de construction de centrales nucléaires.

Autres facteurs influant sur la compétitivité de l'énergie nucléaire

- Politiques en faveur du développement durable et de la résolution du problème du changement climatique.
- Sécurité d'approvisionnement et diversité de la fourniture d'énergie.
- Aspects réglementaires et politiques.

Méthodes de travail

L'étude a été conduite par un Groupe d'experts ad hoc selon les méthodes traditionnellement employées à l'AEN pour ce type de travail. Le groupe était composé de représentants des pouvoirs publics, des compagnies d'électricité, des établissements de recherche et d'organisations internationales. Des représentants de l'Allemagne, de la Belgique, des États-Unis, de la France, de la Hongrie, du Japon, des Pays-Bas, de l'Espagne, de la République tchèque, du Royaume-Uni, de la Suède et de la Suisse ont assisté aux réunions. L'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), la Commission européenne et l'Agence internationale de l'énergie (AIE/OCDE) ont également participé à l'étude. On trouvera à la fin de ce rapport la liste des membres du Groupe d'experts.

À la première réunion, des membres du Groupe d'experts ont présenté des communications sur la déréglementation du marché de l'électricité et l'énergie nucléaire dans leur pays respectif. Les objectifs et le champ de l'étude ainsi que des consignes sur la façon de contribuer au rapport ont été communiqués aux pays Membres.

Les informations fournies par les pays Membres couvrent les divers effets de la déréglementation des marchés de l'électricité sur les programmes électronucléaires, une évaluation de la compétitivité de l'énergie nucléaire sur ces nouveaux marchés, ainsi que d'autres questions que la déréglementation du secteur électrique pose à l'industrie nucléaire.

Des groupes de rédaction ont été constitués au sein du Groupe d'experts afin de préparer la première version du rapport. Cette version a été modifiée, revue et mise au point par le Groupe d'experts et le Secrétariat de l'AEN au

cours de quatre réunions ainsi que par correspondance. À l'issue de chaque réunion, les membres du Groupe ont été invités à communiquer leurs observations et opinions au Secrétariat de l'AEN qui s'en est inspiré pour établir une nouvelle version du rapport. La dernière réunion du Groupe d'experts s'est tenue en octobre 1999.

Autres études connexes

En 1997, l'OCDE a publié une étude sur la réforme de la réglementation dans certains secteurs économiques importants, dont le secteur électrique. Des analyses par pays de la réforme de la réglementation font également l'objet de publications. L'AIE, de son côté, analyse la réforme de la réglementation sur les marchés de l'électricité. Elle a publié un rapport intitulé *Nuclear Power: Sustainability, Climate Change and Competition*, qui analyse les répercussions de ces trois questions majeures sur l'énergie nucléaire. Le Comité de l'AEN sur les activités nucléaires réglementaires a publié une étude intitulée *Nouveaux défis pour les autorités de sûreté nucléaire*. Ce rapport aborde la question des effets éventuels de la déréglementation du secteur électrique sur la sûreté et la réglementation nucléaires. Le rapport de l'AIEA *Strategies for Competitive Nuclear Power Plants* propose des stratégies et techniques spécifiques que pourraient adopter les entreprises d'électricité et les dirigeants des centrales nucléaires pour réussir sur un marché électrique concurrentiel. On trouvera une liste non-exhaustive d'études sur le sujet à la fin de ce rapport.

2. DÉRÈGLEMENTATION DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET ÉNERGIE NUCLÉAIRE

Déréglementation du secteur électrique

Depuis des dizaines d'années le secteur électrique dans les pays Membres de l'OCDE était constitué de monopoles publics réglementés. Ces monopoles, en général sous la forme de concessions et de marchés protégés, bénéficiaient de zones de desserte géographique. La zone de desserte pouvait, selon les pays, couvrir une région, un État ou le pays tout entier. Suivant les pays, les sociétés pouvaient également être privées, publiques ou mixtes. Souvent, les autorités de régulation contrôlaient les prix de l'électricité et des systèmes réglementaires compliqués garantissaient des marchés protégés en contrepartie de la sécurité et de la fiabilité de la fourniture au public de l'électricité à un prix raisonnable. La déréglementation et l'ouverture à la concurrence sont en train de modifier profondément ce schéma.

Déréglementer est essentiellement motivé par une volonté de gagner en efficacité économique. L'introduction de la concurrence sur les marchés produit de fortes incitation à réduire ses coûts et à améliorer sa productivité. Sur les marchés concurrentiels, les installations à faible coût prospèrent tandis que les autres doivent réussir à baisser leurs coûts ou sinon cesser de fonctionner.

Pour s'adapter aux marchés concurrentiels, il est probable que le secteur électrique choisira d'innover et d'améliorer ses performances et pratiques commerciales. Les entreprises d'électricité développeront leurs activités de service et accorderont davantage d'attention à la commercialisation et à la rentabilité. Elles pourraient également, pour être plus concurrentielles, modifier leurs politiques de gestion et d'investissement, de gestion des ressources humaines ainsi que leurs relations avec les clients, les propriétaires, les banques et les agences de cotation.

À l'heure actuelle, la déréglementation du secteur électrique se concentre sur la concurrence à la production et à la vente. Le transport devrait pour le moment rester un monopole dans de nombreux pays de l'OCDE, même si la

concurrence y modifie les comportements. La principale nouveauté sur les marchés concurrentiels sera probablement l'apparition des courtiers et négociants en électricité qui, bien que ne possédant aucun moyen de production, achètent pour revendre sur des marchés tels que les marchés des contrats à long terme, le marché spot ou le marché des instruments financiers de l'électricité.

Pour que le marché de l'électricité soit parfaitement concurrentiel, deux conditions essentielles doivent être remplies. La première consiste à organiser les conditions de transport de façon à favoriser la concurrence entre électriciens et à laisser aux clients le choix de leurs fournisseurs. La deuxième consiste à instaurer des marchés concurrentiels dépassant largement les traditionnelles zones de concession géographique. Ces deux conditions assureront un accès libre, transparent et équitable au réseau électrique et des droits de transit non discriminatoires à l'intérieur des mêmes réseaux et entre réseaux.

Il existe plusieurs formules pour introduire la concurrence sur les marchés de l'électricité. Chaque pays adoptera celle qui lui convient, en fonction de facteurs économiques entre autres. On peut, par exemple, offrir dans un premier temps aux gros consommateurs la liberté de choisir leurs fournisseurs et progressivement l'étendre aux petits consommateurs, ouvrir simultanément les marchés à tous les consommateurs, ouvrir les marchés aux producteurs seulement ou également aux courtiers/négociants, n'autoriser que les échanges d'électricité ou prévoir également des échanges d'autres types, par exemple des transactions financières.

Avec le temps, les interconnexions entre réseaux de différents pays se multiplient, les pays se regroupant parfois en un seul système électrique important, ce qui est le cas, par exemple, des pays nordiques. Ces évolutions nécessitent bien entendu une harmonisation internationale à travers des accords ou une réglementation dans les domaines suivants : accès au réseau, tarifs de transport, conditions de transit transfrontières, équilibre entre la production et la demande, règlement du problème des congestions, taxes et protection de l'environnement et égalité de traitement des différentes techniques de production d'électricité.

La déréglementation du secteur électrique devrait favoriser la transparence et la variabilité des prix de l'électricité en fonction des conditions sur le marché. En outre, on devrait observer une baisse des prix de l'électricité dans la plupart des pays, notamment les pays disposant d'une surcapacité de production. Cependant, dans certains pays, la déréglementation pourrait provoquer une hausse temporaire des prix de l'électricité du fait que les prix seront déterminés par le marché et que les subventions croisées disparaîtront.

La déréglementation pose le problème du maintien de la stabilité de la fourniture d'électricité. Si les gestionnaires et entreprises de réseau ne sont pas suffisamment incités à constituer une réserve de puissance, la baisse des coûts qu'imposent les marchés concurrentiels entraînera une diminution de la réserve et, partant, des difficultés à satisfaire la demande en période de pointe et lors de perturbations sur le réseau. Ces problèmes peuvent néanmoins être allégés, entre autres, par la transmission aux clients des signaux de prix efficaces leur permettant d'ajuster leur consommation au moment où l'électricité est le plus cher.

Privatisation du secteur électrique

Parallèlement à l'introduction de la concurrence, on observe une forte tendance à privatiser le secteur électrique qui était auparavant partiellement voire entièrement public dans de nombreux pays. Les entreprises d'électricité publiques sont souvent tenues de remplir des objectifs publics en dehors de leurs propres objectifs commerciaux. Par ailleurs, elles sont souvent gênées par des subventions croisées qui leur sont imposées pour des raisons sociales. Etant donné que l'efficacité est le moteur des marchés concurrentiels, la privatisation paraît une solution très tentante pour y parvenir.

La privatisation permet également de soulager le secteur public de certaines charges financières. Certains gouvernements, qui, avec des budgets de plus en plus serrés, doivent répondre à des demandes d'argent public inconciliables, sont peu enclins à continuer de financer leur secteur électrique, voire parfois dans l'incapacité de le faire. La vente des actifs publics est, en outre, une source importante de recettes pour les trésors nationaux.

Déréglementer les marchés de l'électricité et privatiser le secteur électrique sont deux processus différents qui ne s'excluent pas mutuellement. Il est en effet possible de se limiter à l'une ou à l'autre, bien qu'il existe une synergie entre les deux. Par exemple, une entreprise publique en situation de monopole peut être privatisée sur un marché non concurrentiel, ce qui ne créera pas une situation propice à la concurrence. Il est fréquent, par contre, que la privatisation et la concurrence soient liées et introduites simultanément.

Il existe différentes manières de privatiser le secteur électrique et de réaliser les choix des pouvoirs publics, qui dépendent essentiellement de l'objectif à atteindre. Si les pouvoirs publics souhaitent tirer le maximum de la vente de leurs actifs, la vente aux enchères sera le meilleur choix. Un gouvernement pourra cependant choisir cette occasion pour encourager l'investissement étranger ou renforcer les marchés des capitaux nationaux par la vente des actions d'une entreprise ou l'émission d'obligations.

Problèmes généraux pour les producteurs d'électricité sur des marchés déréglementés

Les producteurs d'électricité opèrent depuis toujours sans savoir exactement quelle sera la demande d'électricité future. Néanmoins, ils ont jusqu'à présent bénéficié de marchés protégés pour leur production ainsi que de taux de rendement garantis. Dans une situation de monopole, les risques financiers et les risques de marché sont répercutés sur les consommateurs. C'est ainsi que les consommateurs devaient supporter les coûts d'erreurs de prévision de la demande et que la sanction économique supportée par une entreprise d'électricité qui avait surinvesti était minime, voire nulle, puisque le surcoût était reporté sur la facture d'électricité payée par les consommateurs. Sur les marchés concurrentiels, la situation est toute autre. Par rapport à d'autres activités, elle n'a rien d'original, mais pour de nombreux gestionnaires d'entreprises d'électricité, l'expérience est nouvelle.

Sur un marché concurrentiel, les producteurs d'électricité peuvent gagner ou perdre des clients. Les contrats passés entre les fournisseurs et leurs clients sont fondés sur le prix du marché et leur période de validité traduit les possibilités qu'ont les clients de changer de fournisseur. Le producteur d'électricité se trouve donc face à un nouveau risque de marché. Le marché exerce une pression d'autant plus forte que la capacité de production est excédentaire et la demande atone. Les producteurs d'électricité risquent donc de ne pas vendre la totalité de leur production à moins que leurs coûts marginaux soient suffisamment bas ou qu'ils puissent négocier des ventes à des conditions acceptables sur le marché spot et dans des contrats.

La concurrence peut également avoir des effets négatifs sur la capacité des producteurs de rembourser les dettes qu'ils ont contractées dans la mesure où certaines centrales seront mises hors service avant la date prévue si leurs coûts de production marginaux sont supérieurs aux prix du marché. Au moment de la déréglementation du marché de l'électricité, certains de ces coûts en capital qui n'ont pas été récupérés peuvent devenir des coûts échoués.

Sur un marché concurrentiel, les producteurs d'électricité pourront être amenés à redéfinir ce qui constitue une réserve suffisante, étant donné qu'ils seront davantage dépendants du réseau et du marché et, surtout, d'une tarification efficace et rentable de l'électricité en période de pointe. Le coût élevé du maintien d'une importante réserve tournante, qui ne produit pas de recette la plupart du temps, ne peut plus en effet être répercuté sur le consommateur.

Grâce à la concurrence, les prix de l'électricité pourraient approcher les coûts marginaux du fournisseur marginal (c'est-à-dire, celui qui fournit l'unité suivante d'électricité). Si l'on introduit la concurrence sur un marché surcapacitaire, les prix refléteront essentiellement les coûts marginaux de court terme du fournisseur marginal, qui pourraient être inférieurs aux coûts comptables moyens traditionnellement demandés par les entreprises en position de monopole.

Dans un environnement déréglementé, on pourra trouver une diversité de marchés de l'électricité, par exemple le marché des contrats (tant à long terme qu'à court terme, mais probablement pas à prix fixe) ; des marchés à terme et les marchés des instruments de couverture (tant financière que physique) ainsi que les marchés spot (où le prix de l'électricité est le résultat d'enchères à court terme). Il est probable que les producteurs d'électricité auront pour politique de vendre sur plusieurs marchés à la fois en utilisant tout un portefeuille de mécanismes de vente. Si les marchés de l'électricité fonctionnent bien, les prix traduiront l'équilibre entre les coûts d'opportunité de la demande d'électricité et les coûts marginaux de la fourniture. Cet équilibre varie cependant avec les conditions de l'offre et de la demande. Que l'équilibre se modifie, et les prix changent.

Sur des marchés concurrentiels, les producteurs d'électricité sont de plus en plus incités à fonctionner comme n'importe quelle autre entreprise, et leurs performances sont évaluées essentiellement par le marché. Ils ne sont plus protégés des variations du marché. Leur adaptation aux lois du marché exige une meilleure efficacité, des réductions de coûts, une tarification appropriée, une bonne sensibilité au marché, une gestion des risques améliorée, davantage de flexibilité et une plus grande transparence.

Les producteurs d'électricité peuvent, sur les marchés concurrentiels, passer des contrats à long terme avec leurs clients, mais il s'agit alors de répartir efficacement les risques et les avantages entre les deux parties, et le système de prix doit pouvoir refléter l'état de la demande sur le marché. Par ailleurs, si le marché est surcapacitaire, situation qui a tendance à faire baisser les prix, les contrats de fourniture à long terme sont moins intéressants pour les fournisseurs.

L'importance des coûts en capital ou du rapport risques/rémunération est plus grande pour la construction de nouvelles centrales que pour des centrales existantes ou des centrales en construction dont certains coûts sont déjà investis. Sur les marchés concurrentiels, les risques opérationnels, financiers et de marché auxquels s'exposent les producteurs sont plus grands que dans le passé. Les facteurs qui pèsent davantage sur la décision d'investir sont les besoins en

capitaux (investissement initial et coût des diverses formes de capitaux), la nécessité d'obtenir des temps de remboursement plus courts, et la rigueur de la gestion de la trésorerie indispensable pour emprunter et lever des fonds propres à un coût raisonnable.

Les investisseurs choisissent entre diverses solutions en fonction du taux et de l'importance potentielle du rendement de leur investissement, en tenant compte du risque de ne pas obtenir les rendements escomptés. Ils investiront donc dans des solutions rentables et seront peu enclins à opter pour des installations fortement capitalistiques, en particulier celles dont le temps de retour sur investissement est trop long. Par conséquent, on peut s'attendre à ce qu'ils optent pour des investissements souples, à court terme, présentant moins de risque ou des investissements présentant un risque élevé mais aussi une forte rentabilité potentielle. L'arrivée de nouvelles technologies à bon rendement peut encourager de nouveaux entrants à se créer un créneau sur le marché, même s'il est déjà surcapacitaire.

Cas particulier de l'énergie nucléaire sur un marché déréglementé

L'énergie nucléaire pose des problèmes spécifiques, notamment le stockage définitif des déchets et les charges financières futures. Les incertitudes sur les coûts du stockage définitif des déchets et du démantèlement des installations sont un facteur majorant les risques liés à l'investissement dans l'énergie nucléaire. Ces coûts doivent être, et sont d'ailleurs, inclus dans les prix de l'électricité. Cependant, les règles de la concurrence sur le marché feront que ces coûts ainsi que les risques économiques associés apparaîtront davantage.

Dans de nombreux pays de l'OCDE, les risques politiques qui, en fait, peuvent dépasser en ampleur tous les autres facteurs, sont venus s'ajouter aux risques commerciaux. La réglementation de la sûreté nucléaire pèsera également lourd sur l'avenir de l'énergie nucléaire sur un marché déréglementé.

L'énergie nucléaire n'émet pas de gaz à effet de serre, de sorte que sa compétitivité devrait s'améliorer nettement si l'on intègre de façon satisfaisante les coûts environnementaux dans les prix du marché, par exemple par l'introduction d'une taxe sur le dioxyde de carbone.

D'autres particularités des centrales nucléaires, comme leurs forts coûts en capital, la durée de leur construction et la nécessité de les faire fonctionner en base pour qu'elles soient concurrentielles peuvent faire hésiter d'éventuels investisseurs dans des centrales nucléaires. Ces spécificités et les inquiétudes qu'elles provoquent ne sont pas cependant le propre de l'énergie nucléaire et concernent, dans une certaine mesure, d'autres technologies énergétiques.

3. IMPACTS SUR LES CENTRALES NUCLÉAIRES EN SERVICE

Performances des centrales nucléaires

La déréglementation des marchés de l'électricité devrait avoir des effets positifs sur le fonctionnement des centrales nucléaires. Une concurrence plus vive sur des marchés déréglementés devrait inciter les exploitants à abaisser leurs coûts par des réductions d'effectifs, des augmentations de la productivité et la disponibilité, d'où de meilleures performances économiques.

C'est ainsi qu'aux États-Unis les centrales nucléaires ont nettement amélioré leurs performances. En 1987, seules 42 % des tranches nucléaires avaient un facteur de charge dépassant 70 %. En 1997, et malgré le fait que 10 tranches aient été fermées toute l'année et quatre autres une bonne partie de cette période, pour des motifs réglementaires, près de 75 % des tranches nucléaires américaines avaient des facteurs de charge égaux ou supérieurs à 70 %. En 1998, le facteur de charge moyen atteignait 78,2 %. Entre 1990 et 1996, le rendement thermique des centrales a progressé de 0,2 %, les effectifs des centrales nucléaires ont décréu de 7 % et les temps de rechargement de plus d'un tiers.

Au Royaume-Uni, l'expérience de British Energy sur le marché concurrentiel est très positive. Cette entreprise a augmenté sa production de 54 TWh en 1994 à 67 TWh en 1998, tandis que le facteur de charge est passé à 81 % en 1998. Sur cette même période, les coûts d'exploitation des tranches ont diminué de plus de 20 %.

D'autres pays européens qui s'acheminent vers le marché commun de l'électricité, ont également obtenu de bonnes performances de leurs centrales nucléaires dans les années 90, bien que l'expérience de la déréglementation du marché y soit encore assez limitée. Aux Pays-Bas, les dispositions en faveur de la compétitivité ont permis d'améliorer de 4 % la disponibilité des tranches et de réduire de 10 % les coûts d'exploitation. En Allemagne, entre 1991 et 1997, l'évolution de la disponibilité et des facteurs de charge des centrales nucléaires a

été la suivante : en moyenne, le coefficient de disponibilité est passé de 78,2 % à 92,9 %, et le facteur de charge de 74,9 % à 97,3 %. La Belgique a réduit les effectifs de ses centrales nucléaires de 4 % et leurs coûts d'exploitation et de maintenance par kWh de 17 % entre 1990 et 1997.

En général, les augmentations de la production d'électricité nucléaire résultent d'améliorations des opérations de rechargement, de la prolongation des intervalles entre deux arrêts de tranches, d'une durée d'indisponibilité réduite et d'une augmentation de la puissance de l'installation. En outre, grâce aux réductions d'effectifs et aux améliorations de la productivité et de la fiabilité, les centrales nucléaires ont conforté leur position sur les marchés.

Sûreté et réglementation

Bien qu'il soit trop tôt pour tirer des conclusions définitives concernant les effets de la concurrence sur la sûreté nucléaire, il est raisonnable de penser que la concurrence devrait profiter à la sûreté nucléaire. En effet, une exploitation sûre et efficiente des centrales nucléaires permet à la fois de d'atteindre l'objectif de la compétitivité et de satisfaire aux exigences de la réglementation en matière de sûreté.

Certaines autorités de sûreté sont d'avis que la concurrence économique et la sûreté sont compatibles. Par contre, certains pensent que la sûreté nucléaire risque d'être compromise si l'économie à court terme est privilégiée dans les décisions des entreprises nucléaires. L'efficacité économique étant le facteur qui prévaut sur un marché concurrentiel, les exploitants nucléaires devront recenser tous les aspects de la production d'électricité qui se prêtent à des stratégies et techniques de réduction des coûts. Dans ce contexte, les améliorations de la sûreté ne devraient être entreprises que si elles sont exigées par les autorités de sûreté ou qu'elles apportent un gain économique par le biais d'une productivité accrue.

Par ailleurs, on pourrait craindre qu'avec la déréglementation des marchés, les autorités de sûreté nucléaire ne resserrent leur contrôle administratif des producteurs nucléaires et n'intensifient leur surveillance pour s'assurer que la déréglementation économique ne compromet pas la sûreté nucléaire, attitude susceptible de nuire à la compétitivité de l'énergie nucléaire.

D'après le Nuclear Energy Institute (NEI), cependant, un bon niveau de sûreté va de pair avec de bonnes performances économiques. Les centrales américaines qui ont réduit d'un tiers leurs coûts de production, ont aussi enregistré de bons résultats au niveau de la sûreté et de la fiabilité. Les

principaux indicateurs de performances que suit l'Institute of Nuclear Power Plant Operations (INPO) montrent que le nombre d'arrêts automatiques non programmés a diminué de plus de 90 % entre 1990 et 1996, pendant que les facteurs de charge suivaient une courbe ascendante. Par ailleurs, les centrales nucléaires arrivant en tête dans la classification de l'US Nuclear Regulatory Commission (USNRC) sont également celles qui affichent les meilleurs facteurs de charge et les coûts d'exploitation et de maintenance les plus faibles. D'après les données de l'USNRC, le nombre d'incidents significatifs survenus dans les centrales nucléaires américaines n'a cessé de baisser : de 2,4 incidents par tranche en moyenne en 1985, il est passé à 0,1 incident par tranche en 1995.

Dans sa déclaration de politique générale concernant la restructuration et la déréglementation économique du secteur électrique (« Restructuring and Economic Deregulation of the Electric Utility Industry »), l'USNRC observe que la déréglementation économique n'exclut pas une protection efficace de la santé et de la sûreté du public.

Depuis la déréglementation du marché de l'électricité au Royaume-Uni, jamais on n'a relevé d'incompatibilité entre des décisions commerciales et la sûreté des centrales nucléaires. L'introduction de la concurrence sur le marché de l'électricité a initié un mouvement d'amélioration des performances, mais la sûreté nucléaire est restée la priorité de même que le souci de répondre aux préoccupations du public.

En résumé, il n'y a pas de contradiction entre la sûreté nucléaire, le respect de la réglementation et de bonnes performances économiques. Ce sont en fait des facteurs complémentaires. La sûreté est primordiale quelles que soient les conditions sur le marché, monopoles ou secteur déréglementé, étant donné que les centrales nucléaires seront fermées si elles ne fonctionnent pas dans des conditions sûres.

Prolongation de la durée de vie des centrales et augmentation de leur puissance nominale

Les pays Membres de l'OCDE s'intéressent de très près aux possibilités de prolonger la durée de vie des centrales nucléaires, car le coût de cette prolongation devrait être très inférieur à celui de la construction des nouvelles centrales quel qu'en soit le type. Aux États-Unis, l'USNRC a défini les règles qui autorisent la prolongation des permis d'exploitation des centrales nucléaires pour une durée maximale de 20 ans. Plusieurs entreprises d'électricité ont d'ores et déjà présenté une demande de prolongation en application de ces règles. On estime que la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires aux

États-Unis coûtera environ 10 millions de dollars en moyenne, pour l'établissement de la demande de renouvellement et les frais d'instruction de la demande par l'USNRC. L'organisation d'auditions publiques pourrait majorer la facture, mais il est certain que le renouvellement des autorisations permettra à ces entreprises de conserver une capacité de production sans avoir pour autant à engager de lourds investissements pour construire de nouvelles centrales destinées à remplacer les anciennes.

L'augmentation de la puissance des centrales devient aussi une pratique courante dans les pays de l'OCDE, car cette mesure permet de disposer d'une capacité supplémentaire à un coût minimum. L'Allemagne, la Corée, l'Espagne, les États-Unis, la Suède et la Suisse y ont déjà recouru ou le prévoient. Cependant, des relèvements de puissance importants et coûteux paraissent improbables sur des marchés concurrentiels d'électricité à moins qu'il n'existe des possibilités clairement démontrées d'en retirer un taux de retour sur investissement qui soit satisfaisant.

Des marchés de l'électricité concurrentiels devraient inciter davantage à prolonger la durée de vie et augmenter la puissance des centrales nucléaires, notamment des centrales compétitives, bien que l'on puisse avoir des inquiétudes sur la rentabilité à long terme des dépenses ainsi consenties.

Coûts échoués

On appelle coûts échoués, des dépenses résultant d'investissements et d'autres obligations que les entreprises d'électricité ont engagé pour s'acquitter de leur mission de service public réglementé, sachant qu'elles pourraient répercuter ces coûts sur les consommateurs, mais qu'elles ne pourraient pas récupérer sur un marché déréglementé.

D'après le Nuclear Energy Institute, aux États-Unis les coûts échoués peuvent être attribués aux exigences autorités fédérales et des états au cours des vingt dernières années. On peut classer dans quatre catégories les coûts échoués supportés par les électriciens américains :

- **Contrats d'achat de puissance** : Ces contrats, imposés par le Public Utility Regulatory Policies Act (Loi PURPA), exigent d'une entreprise qu'elle achète la puissance à des prix nettement supérieurs aux prix d'adjudication sur le marché. D'après certaines estimations, ces contrats pourraient représenter un tiers des coûts échoués supportés par les compagnies américaines.

- Avoirs réglementaires : Il s'agit de dépenses engagées avec l'aval des régulateurs des États et récupérables sur plusieurs années. Ces coûts recouvrent des programmes d'amélioration du rendement énergétique, d'assistance aux personnes démunies et les coûts différés du combustible.
- Coûts en capital non récupérés : Normalement, les entreprises d'électricité réglementées recouvrent leur investissement dans la construction de centrales par le biais des tarifs réglementés appliqués aux consommateurs, et cela sur une période de 30 à 40 ans. Si l'ouverture à la concurrence des marchés intervient avant que l'entreprise n'ait recouvré la totalité de son investissement, elle risque d'en perdre une partie, considérée comme « échouée ». Les centrales nucléaires, et en particulier celles qui ont été achevées ou mises en service au cours des années 80, représentent le gros des investissements qui risquent d'être échoués lors de la transition vers un marché concurrentiel.
- Démantèlement des centrales nucléaires : Les obligations liées au démantèlement se distinguent des autres coûts échoués dans la mesure où les financements prévus pour cette opération sont un coût futur et non pas un coût irrécupérable. Les charges de déclassement qui n'ont pas été financées représentent une forte proportion des coûts échoués de l'industrie électrique. On estime que, pour le démantèlement des centrales américaines, les montants à prévoir s'élèvent à 40 à 45 milliards de dollars. Sur ce total, environ 12 milliards de dollars avaient été provisionnés en 1997. Péreniser la collecte des fonds en prévision du démantèlement est indissociable de la transition vers une production concurrentielle. C'est pourquoi l'industrie nucléaire considère comme prioritaire la définition de mécanismes qui permettent aux entreprises de récupérer les montants nécessaires au démantèlement qui n'ont pas encore été provisionnés.

Aux États-Unis, l'Ordonnance 888 de la Federal Energy Regulatory Commission (portant application de l'Energy Policy Act de 1992 qui rend obligatoire la concurrence sur le marché de gros, mais laisse aux États le choix de décider s'ils exigent la concurrence sur le marché de détail) établit que les entreprises doivent disposer de moyens acceptables de recouvrer leurs coûts lors de la transition vers le marché concurrentiel. Les États qui ont adopté une législation réorganisant l'industrie électrique afin d'instaurer la concurrence sur le marché de détail ont autorisé les entreprises d'électricité à récupérer leurs coûts échoués sur une période de temps limitée, en général par une majoration

de la facture d'électricité de chaque client. En Californie par exemple, la législation permet aux entreprises d'électricité de récupérer jusqu'à 28 milliards d'investissements échoués dans les centrales nucléaires.

En Allemagne, les coûts échoués des centrales nucléaires ne sont pas pour le moment au centre du débat public. Il est probable qu'ils n'auront pas d'effet important sur la compétitivité à court terme des installations dans la mesure où cette dernière est calculée en fonction des coûts marginaux de court terme, qui recouvrent essentiellement les coûts du combustible. En revanche, certains coûts échoués correspondant à l'aval du cycle du combustible nucléaire, risquent d'émousser la compétitivité à long terme des centrales nucléaires.

Au moment de la restructuration de l'industrie électrique dans les années 90, les pouvoirs publics au Royaume-Uni ont reconnu que le coût élevé de l'électricité produite dans les centrales nucléaires existantes était essentiellement dû aux coûts de l'aval du cycle et du déclassement. Toutefois, ils ont également admis que la poursuite de l'exploitation des centrales nucléaires présentait des avantages. L'économie réalisée si les centrales nucléaires avaient été arrêtées aurait été faible, et la production nucléaire contribuait à la diversité de la fourniture et à la protection de l'environnement.

Le Royaume-Uni a donc décidé de continuer à exploiter les centrales nucléaires. De nouvelles dispositions ont été adoptées afin de garantir le règlement de la totalité des coûts de la production nucléaire après la privatisation de l'industrie. Il s'agissait du « Non Fossil Fuel Obligation » (NFFO) et du « Fossil Fuel Levy », qui obligeaient les fournisseurs à acheter une quantité spécifique d'électricité produite à partir de sources non fossiles, dont les centrales nucléaires, à des prix majorés par rapport à ceux du marché. Les coûts supplémentaires supportés par les fournisseurs étaient alors remboursés par le biais du « Fossil Fuel Levy », une taxe à pourcentage fixe prélevée sur toutes les ventes d'électricité. Au moment de la privatisation de British Energy, en 1996, la partie nucléaire de la redevance a été supprimé, ce qui était une manière de reconnaître la compétitivité de l'énergie nucléaire. Des dispositifs analogues sont encore utilisés pour soutenir le développement des énergies renouvelables.

Les coûts échoués des centrales nucléaires sont pour l'essentiel identiques à ceux des autres centrales. À partir du moment où une compagnie d'électricité est autorisée à recouvrer ses coûts échoués, les coûts échoués correspondant aux centrales nucléaires seront traités à l'échelle du système électrique. Certains pays ont décidé d'autoriser la récupération des coûts échoués. Les dettes de certaines centrales nucléaires ont déjà été annulées sans demander de contribution aux consommateurs, de sorte que la compétitivité des centrales est

restée la même. Cependant, ce type d'opération aura probablement un effet négatif sur la santé financière des entreprises qui détiennent les centrales ainsi que sur la disposition des actionnaires à investir dans une nouvelle centrale nucléaire.

Les coûts échoués sont un facteur important de la viabilité d'une entreprise et c'est pourquoi les actionnaires leur accordent tant d'attention. Cependant, ils ne concernent en rien la viabilité économique de la centrale. Ils sont considérés comme des coûts non récupérables dans l'évaluation de la rentabilité future d'une centrale nucléaire existante. Le fait que ces coûts échoués soient recouverts et la façon dont ils le seront ne devraient pas intervenir dans les décisions sur la rentabilité de poursuivre l'exploitation d'une centrale.

Compétitivité des centrales nucléaires actuelles

Les coûts marginaux de fonctionnement, à savoir les coûts des combustibles et les coûts d'exploitation et de maintenance plus les dépenses de réparation et de remise en état sont ceux qui importent lorsqu'on doit décider de poursuivre ou non l'exploitation d'une centrale nucléaire sur un marché concurrentiel. Le coût marginal est le coût de la production d'une unité supplémentaire (marginale) d'électricité. Il peut varier dans le temps et ne s'applique de la même manière aux centrales anciennes et nouvelles.

Dans le cas des centrales existantes, le coût marginal est utilisé pour décider si l'on doit continuer à produire de l'électricité comme avant ou, au contraire, augmenter la production ou encore fermer définitivement l'installation.

Les fusions d'entreprises, les achats et ventes de centrales nucléaires auxquelles on assiste aujourd'hui aux États-Unis démontrent l'intérêt économique des centrales nucléaires bien exploitées et font probablement reculer le risque de fermeture précoce. Au Royaume-Uni, il est évident que l'énergie nucléaire devra relever d'importants défis si elle veut concurrencer des autres formes de production d'électricité sur le marché concurrentiel. Elle se distingue cependant par le fait que c'est la seule forme de production d'électricité à grande échelle qui ait fait ses preuves et qui ne contribue que marginalement aux émissions atmosphériques.

D'après EDF, la compétitivité des centrales nucléaires françaises par rapport aux centrales à combustibles fossiles tient à trois facteurs : les faibles coûts de construction dus à la standardisation des centrales ; le fait que l'investissement soit déjà amorti à 50 % et la durée de vie des centrales prévue

pour dépasser 40 ans. Les centrales nucléaires finlandaises et suédoises fonctionnent sans problèmes sur le marché nordique de l'électricité. Quant aux centrales nucléaires espagnoles et allemandes, elles se sont bien comportées sur les marchés concurrentiels créés au début de l'année 1998. L'unique centrale nucléaire exploitée actuellement aux Pays-Bas ne devrait pas poser de problème dans le nouveau système concurrentiel établi en 1998.

D'après les coûts de production actuel et l'amélioration des performances que l'on constate dans de nombreux pays de l'OCDE, une bonne part des centrales nucléaires en exploitation aujourd'hui devraient bien se positionner par rapport à d'autres technologies de production d'électricité sur les marchés concurrentiels.

4. IMPACTS SUR LES CHARGES FINANCIÈRES FUTURES, LA RESPONSABILITÉ CIVILE ET LES ASSURANCES NUCLÉAIRES

Risques et charges financières

Pour gérer leurs risques financiers, commerciaux et de marché toutes les entreprises ont recours à une diversité d'instruments, les assurances et fonds de garantie, la négociation, les contrats, la réglementation et l'indemnisation. Sur des marchés concurrentiels, les risques et les charges financières sont gérés de façon rationnelle et échoient en fin de compte à la partie qui les gère le mieux. La plupart des risques peuvent être assurés, mais les coûts de l'assurance sont proportionnels aux niveaux de risques et aux charges potentielles. C'est pourquoi les industries à hauts risques doivent payer d'importantes primes d'assurance.

Dans une situation de monopole, les compagnies d'électricité ou les régulateurs répartissent les risques et les charges financières comme elles l'entendent, souvent en les répercutant sur les consommateurs captifs. À mesure que le secteur deviendra concurrentiel, ces risques et charges devront inévitablement être réaffectés. Se pose alors la question de savoir s'il faudra concevoir de nouveaux dispositifs financiers adaptés aux risques et charges liés à l'énergie nucléaire.

Au bout du compte, le coût de ces risques doit apparaître dans le prix de l'électricité. La plupart des entreprises d'électricité ont été en mesure d'engager les dépenses nécessaires pour se protéger contre les risques sans pour autant perdre de clients. Sur des marchés concurrentiels, cependant, elles devront supporter les risques financiers, commerciaux et de marché sans pour cela augmenter leurs prix au point de ne plus pouvoir vendre l'électricité au prix du marché. C'est là un changement considérable pour les dirigeants de ces entreprises.

Lors de leur passage du secteur public au secteur privé, les compagnies d'électricité devront éventuellement définir et quantifier plus précisément les charges financières liées à leurs activités. En effet, aucune charge illimitée ne sera tolérée sur un marché concurrentiel.

En principe, la concurrence sur les marchés de l'électricité présente les mêmes risques financiers pour tous les producteurs d'électricité, nucléaire ou autre. La seule différence essentielle tient à l'importance de ces risques qui peuvent dépendre de la taille de l'investissement. Les incertitudes politiques et réglementaires affectant les coûts du démantèlement des installations et du stockage définitif des déchets entraînent pour l'énergie nucléaire des charges financières et des risques spécifiques. Des coûts de démantèlement et de stockage des déchets existent aussi pour les autres technologies de production de l'électricité, mais ils sont généralement plus faibles que ceux des centrales nucléaires et peuvent être évalués sans trop d'incertitude. L'incertitude qui subsiste quant à l'importance de ces coûts est propre à l'énergie nucléaire, car on possède une expérience commerciale limitée dans ce domaine. La probabilité faible, mais non nulle, d'un accident nucléaire majeur constitue un autre risque de l'énergie nucléaire.

S'agissant du démantèlement et du stockage définitif des déchets, les interrogations concernent : la suffisance des provisions pour couvrir les coûts estimés actuellement ; l'exactitude des coûts estimés et la pertinence des exigences réglementaires pour assurer un financement suffisant.

Assurances responsabilité civile et autres

Les centrales nucléaires sont en général couvertes par trois types d'assurance : assurances normales des entreprises commerciales ; assurance nucléaire spéciale et assurance responsabilité civile en cas d'accident nucléaire.

Les assurances normales des entreprises ne seront pas traitées ici, étant donné qu'elles s'appliquent à toutes les formes de production d'électricité. Ces assurances protègent l'assuré contre des risques tels que les pertes économiques, les conséquences financières de la fermeture ou de l'arrêt d'une centrale, les fluctuations des taux de change, s'il y a lieu, les demandes en réparation pour les accidents et maladies du travail, les retards dans la construction, le coût des indisponibilités, etc. Souscrire ces assurances relève de la décision de l'entreprise et n'est pas nécessairement lié au choix de la technologie de production.

Les assurances spécifiques à l'énergie nucléaire qu'offrent, dans la plupart des pays, des pools d'assurance nucléaire, couvrent, entre autres, les travaux réalisés dans les zones sous rayonnement des centrales nucléaires. Certaines entreprises d'électricité font valoir que ces assurances coûtent très cher, parce qu'elles sont en général offertes par un nombre restreint de compagnies

d'assurance. Dans la mesure où cela poserait effectivement un problème, la pression de la concurrence sur les entreprises d'électricité devrait se répercuter sur les tarifs d'assurance et les faire baisser.

Le régime d'assurance contre les accidents nucléaires consacre le principe de la limitation de la responsabilité civile, les propriétaires de centrales nucléaires étant responsables d'une première tranche assez importante de dommages au tiers. Les pouvoirs publics assument la responsabilité d'une deuxième tranche de dommages également importante. L'indemnisation de tout dommage résiduel relève d'une décision du pouvoir législatif. Ces systèmes d'assurance existent dans le secteur nucléaire depuis son origine et sont considérés comme essentiels au développement de l'énergie nucléaire pour deux raisons principalement.

Premièrement, ils apportent une solution au problème des charges éventuellement illimitées que pourraient avoir à assumer les investisseurs. Deuxièmement, ils donnent au public une certaine garantie en cas d'accident de faible probabilité.

L'expérience acquise à ce jour montre que ni la capacité d'obtenir des assurances, ni le coût des primes n'ont eu d'effet négatif sur les centrales nucléaires actuellement exploitées sur le marché déréglementé. Si le coût des assurances commerciales ou nucléaires était jugé trop élevé pour que l'électricité nucléaire trouve des acheteurs sur les marchés concurrentiels, la solution serait de négocier des primes plus faibles ou d'obtenir d'autres formes de couverture, puisque l'assurance est une nécessité. Les régimes d'assurance responsabilité civile établis par la loi dans la plupart des pays ne devraient pas beaucoup varier avec la déréglementation. Il est possible que les pouvoirs publics, contraints par des budgets serrés, cherchent à réduire leur part des charges potentielles, mais cette évolution n'a rien à voir avec l'introduction de la concurrence dans le secteur électrique.

Importance des fonds de démantèlement sur un marché concurrentiel

Le démantèlement des centrales nucléaires devrait coûter cher, mais les montants exacts dépendront en grande partie de l'importance et du moment où interviendront les opérations de réaménagement des sites. Les centrales nucléaires se distinguent quelque peu des autres centrales à cet égard. Après la fermeture d'une centrale nucléaire, les composants irradiés de la centrale ont une valeur très faible parce qu'ils ne peuvent pratiquement pas être récupérés ni recyclés, et la centrale sera complètement, ou du moins en grande partie, démantelée. Étant donné que ce processus démarre après que la centrale ait

cessé de produire des recettes, il faut une gestion prudente pour mettre de côté les fonds nécessaires aux travaux pendant la durée d'exploitation de la centrale. Certains pays exigent des producteurs d'électricité nucléaire une première dotation aux provisions suivie d'une contribution annuelle généralement évaluée en pourcentage fixe par kWh produit, tandis qu'ailleurs, les producteurs sont tenus de faire apparaître les fonds destinés à couvrir les coûts de démantèlement dans leurs plans de financement. De nombreux pays de l'OCDE ont constitué un fonds séparé pour couvrir les coûts du démantèlement, qui est géré par les pouvoirs publics ou par les producteurs d'électricité.

En principe, les producteurs d'électricité calculent les montants des coûts du démantèlement et provisionnent les fonds correspondants sur toute la durée de vie de l'installation. Cependant, dans la mesure où il subsiste des incertitudes sur les coûts, il n'est pas absolument sûr que les fonds ainsi constitués seront suffisants. Dans une situation de marché concurrentiel, ce problème peut devenir plus aigu. En effet, les contributions au fonds de déclassement des centrales actuelles ont été calculées en fonction d'hypothèses sur les ventes d'électricité et la part du kWh vendu qui est versée au fonds. Sur des marchés concurrentiels, on n'a aucune certitude que le volume des ventes restera identique, et l'on risque en fait de manquer de fonds.

Le financement des opérations de démantèlement peut également être compromis par la fermeture précoce de centrales nucléaires. Étant donné que le montant demandé par kWh est établi de façon à disposer du montant nécessaire à la fin de la durée de vie de la centrale, toute fermeture précoce signifie que l'on manquera de fonds pour payer les opérations de démantèlement. Les déficits en question peuvent être assez importants, étant donné qu'en exploitant une centrale moins longtemps on ne réduit pas les coûts de démantèlement de manière significative. C'est pourquoi le problème de l'évaluation et de l'attribution de la responsabilité financière d'une insuffisance de fonds prend aujourd'hui davantage d'acuité. Ce sont les pays où le débat politique porte sur la fermeture des centrales nucléaires avant la fin de la période d'exploitation autorisée ou de leur durée de vie économique qui réclament aujourd'hui une solution à ce problème.

Si la concurrence s'intensifie, il y aura davantage de chances que l'on découvre l'insuffisance des fonds de déclassement avant la fermeture des centrales, ce qui facilitera peut-être l'adoption de mesures d'ajustement, étant donné que les investisseurs et les actionnaires insisteront avec force pour que soient recensées et quantifiées toutes les charges futures, et cela le plus tôt possible, afin de les provisionner. Les compagnies d'électricité et les régulateurs pourraient négocier une limite au montant total du fonds que les exploitants doivent accumuler. Pour être à peu près sûrs que les pouvoirs publics ne seront

pas accablés sous les coûts du démantèlement, les financements exigés pourraient bien dépasser les coûts projetés. Même si c'est le cas, les actionnaires et les dirigeants des entreprises connaîtront alors avec une relative certitude l'étendue de leurs charges financières futures et se sentiront à l'abri de mauvaises surprises au moment du démantèlement.

La question se pose également de savoir comment remédier à l'éventuelle insuffisance de fonds. Il s'agit de savoir qui, des consommateurs d'électricité, des propriétaires de centrales ou du public en général doit absorber les coûts supplémentaires. Dans le passé, la réponse était presque invariablement que les consommateurs d'électricité devaient payer à travers des augmentations des prix réglementés de l'électricité. Sur des marchés concurrentiels, les régulateurs seront plus enclins à exiger des propriétaires de centrales de supporter tous les coûts de démantèlement. Pourtant, suivant l'importance du déficit, cette solution pourrait bien compromettre la survie financière de l'entreprise, ce qui aurait tendance à inciter les dirigeants de ces entreprises à minimiser les coûts du démantèlement. Si la pénurie est imputable à un changement de la réglementation applicable au démantèlement, il ne serait pas juste de faire porter la totalité des coûts aux actionnaires. Dans ce cas, la solution la plus équitable consisterait à partager les coûts entre les consommateurs et les actionnaires, solution qui inciterait encore à maîtriser les coûts, mais élargirait la source de revenus.

En cas d'insuffisance des fonds, les pouvoirs publics auraient également la solution de déclarer que le déficit fait partie des obligations publiques et de le financer par des recettes publiques, soit directement sur le budget national, soit par l'intermédiaire d'une redevance spéciale. Dans les pays où la récupération des coûts échoués se négocie dans le cadre de la restructuration du secteur électrique, la compensation des déficits devrait être considérée comme un coût échoué.

Charges futures pour l'évacuation du combustible usé et des déchets de haute activité

Il existe une similitude entre le financement du stockage définitif du combustible usé et des déchets de haute activité et celui des opérations de démantèlement. Souvent, le coût de l'évacuation du combustible usé et/ou des déchets de haute activité est pris en compte dans les coûts du combustible nucléaire sous forme d'une redevance affectée à un fonds mis à la disposition des exploitants de centrales qui sont en général responsables du financement de l'évacuation. Il existe cependant deux incertitudes importantes. Premièrement, on ignore si les sommes accumulées suffiront à couvrir le coût de l'évacuation

des combustibles usés et des déchets de haute activité conformément à la réglementation. Deuxièmement le programme définitif d'évacuation et son mode d'application ne sont pas encore fixés. Des dispositions séparées sont généralement adoptées pour l'évacuation des déchets radioactifs autres que le combustible. Dans certains pays, ces déchets relèvent également de la responsabilité des producteurs d'électricité.

Dans la plupart des pays, les politiques en matière d'évacuation du combustible usé et des déchets de haute activité ne sont pas encore entièrement en place. Certains pays exigent des producteurs d'électricité qu'ils contribuent à un fonds destiné à couvrir la mise en œuvre de la politique d'évacuation qui sera finalement adoptée. Ailleurs, les producteurs nucléaires attendent les décisions des pouvoirs publics pour constituer un fonds. L'absence de consensus politique sur la stratégie de stockage définitif des déchets et du combustible usé pose, depuis quelque temps, un problème dans la plupart des pays de l'OCDE, qui ne semble pas devoir être résolu dans l'immédiat à la satisfaction de toutes les parties. Cette absence de politique a pour conséquence majeure qu'elle fait subsister une gamme d'incertitudes sur les coûts du stockage définitif des déchets. Les charges potentielles importantes que représente le stockage sont un facteur profondément dissuasif pour d'éventuels investisseurs privés. Les institutions financières n'investiront pas dans des opérations qui comportent des charges financières incertaines et non provisionnées, d'une telle importance potentielle.

La façon dont ces charges financières seront définies et provisionnées dépendra en grande partie des pouvoirs publics et notamment des normes et impératifs qu'il imposera au stockage définitif du combustible usé et des déchets de haute activité. Cela recouvre la façon dont les pouvoirs publics attribuent la responsabilité juridique du stockage définitif des déchets ainsi que l'importance de la responsabilité, notamment financière, qu'ils assumeront eux-mêmes. À un certain point, il faudra affecter des coûts à tous les programmes techniques qui ont été mis au point pour le stockage définitif du combustible usé et des déchets. Et c'est seulement lorsque ces questions seront résolues que l'on pourra constituer des fonds satisfaisants et répartir les charges correspondantes.

Certains pays de l'OCDE, par exemple la Suède, ont adopté une loi établissant un système de financement des coûts du démantèlement des installations et du stockage définitif des déchets, ce qui permet d'atténuer le risque de manquer de fonds sur le marché concurrentiel. Ce système prévoit des marges pour les coûts non provisionnés ainsi que des garanties contre la fermeture précoce des centrales et/ou les dépassements de coûts.

Les pouvoirs publics qui souhaitent se désengager du stockage définitif des déchets nucléaires, peuvent envisager une privatisation complète de ce secteur, analogue à celle des activités de démantèlement. Certaines entreprises privées se positionnent sur ce marché en misant sur leur compétences pour réaliser ce travail plus efficacement que les producteurs d'électricité. Les fonds provisionnés par les compagnies d'électricité en prévision du stockage et de la gestion des déchets seraient alors transférés à ces entreprises qui assumeraient la responsabilité de la réalisation de ces tâches. Le prix soumissionné pour ces tâches pourrait alors servir à définir le montant de ces charges financières et à en fixer le plafond.

5. RÉPERCUSSIONS DE LA DÉRÈGLEMENTATION DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ SUR LA STRUCTURE DU SECTEUR ÉLECTRONUCLÉAIRE

Producteurs d'électricité nucléaire

La structure de la propriété des centrales nucléaires varie considérablement suivant les pays Membres de l'OCDE. Si les anciennes structures étaient acceptables au régime de régulation en « coût-plus » des monopoles, elles pourraient ne pas être adaptées à un marché concurrentiel. Un système complexe de participations croisées nuit à la transparence des opérations et génère des conflits d'intérêts entre propriétaires dans un domaine aussi critique que les choix d'investissements futurs, par exemple. Il est de moins en moins acceptable de détenir des positions minoritaires dans des actifs nucléaires, l'ouverture des marchés devrait conduire des compagnies d'électricité à céder leurs participations minoritaires dans des entreprises nucléaires. Ceci devrait entraîner une restructuration de la propriété et des organes de direction des centrales nucléaires afin de tirer parti des économies d'échelle. Dans certains pays comme l'Espagne, on assiste déjà à des manœuvres en vue du regroupement de centrales nucléaires sur une base régionale dont l'objectif est d'économiser sur les frais généraux et de partager plus facilement les coûts. Ces regroupements permettront en outre le partage des compétences et du retour d'expérience des installations. À l'avenir, de nouveaux regroupements devraient s'opérer pour faciliter la réalisation en commun de fonctions telles que les achats et les stocks, quand bien même des centrales appartiendraient à des groupes différents.

Sur le marché concurrentiel, on s'attend à une vague de fusions et d'acquisitions d'entreprises de production, les entreprises cherchant par là à profiter des avantages que procure la taille sur un marché. On a déjà pu observer la constitution de partenariats stratégiques, des échanges d'actions et d'autres types d'alliances à mesure que les entreprises cherchent à acquérir des compétences ou de l'expérience supplémentaire leur donnant accès à de nouveaux marchés. Les propriétaires de centrales nucléaires devront s'assurer que ce processus leur apporte une plus grande souplesse d'exploitation.

Les ventes d'installations devraient se multiplier dans les pays de l'OCDE, se soldant généralement par la constitution de plus grosses entreprises de production. Le mouvement a été lancé aux États-Unis où, bien que les premières ventes de centrales aient porté sur la production hydraulique ou par combustible fossile, trois centrales nucléaires ont déjà été vendues et quatre supplémentaires devraient l'être. Amergen a acheté la tranche I de Three Mile Island ainsi que la centrale de Clinton et Entergy a acheté la centrale nucléaire de Pilgrim. Amergen espère pouvoir acheter deux autres centrales dans les mois qui viennent (Vermont Yankee et Oyster Creek). Entergy a annoncé qu'il était parvenu à un accord pour l'achat de Fitzpatrick et de la tranche 3 d'Indian Point.

Les concentrations de centrales entre les mains de producteurs devraient se solder par la présence sur le marché d'un petit nombre d'exploitants de centrales nucléaires disposant des compétences et des ressources nécessaires pour gérer ces centrales dans des conditions à la fois sûres et rentables.

Constructeurs de réacteurs et architectes industriels

Les constructeurs de réacteurs et architectes industriels des pays Membres de l'OCDE ont parfois développé leur activité dans le cadre des programmes d'équipement électronucléaire lancés et financés par l'État, qui étaient une émanation de programmes militaires tels que la mise au point de réacteurs nucléaires pour la propulsion navale. Récemment, plusieurs facteurs sont venus bouleverser les activités traditionnelles des constructeurs de réacteurs et architectes industriels, dont le plus récent est le mouvement mondial de déréglementation et d'introduction de la concurrence sur les marchés de l'électricité. Il n'est pas surprenant que ces constructeurs et architectes éprouvent quelques difficultés à s'adapter à cette évolution.

Pour survivre sur des marchés concurrentiels, ils ont donc tendance à se regrouper pour prendre des parts du marché plus importantes et concevoir des stratégies commerciales à l'échelle mondiale. Siemens et Framatome ont fusionné leurs activités nucléaires à la fin de l'année 1999 ; celles de Westinghouse ont été vendues à une co-entreprise regroupant Morrison Knudsen et BNFL. BNFL a également fusionné avec ABB Nuclear aux États-Unis.

Face à la concurrence, la réussite, ou plutôt la survie, passe par l'adaptation. Il s'agit pour ces entreprises de valoriser au mieux les atouts que représentent leurs compétences fondamentales en proposant des services aussi variés que :

- la fabrication et la fourniture du combustible ;
- l'optimisation des performances des réacteurs en exploitation ;
- l'augmentation de la durée de vie des centrales ;
- l'amélioration de la disponibilité des centrales ;
- des études et autres services d'ingénierie ;
- la maintenance et les services après-vente et
- la gestion de projets.

Les constructeurs de réacteurs et architectes industriels doivent donc maintenant chercher de nouvelles sources de revenus par-delà leurs marchés nationaux. Cette recherche comporte des coûts ainsi que des incertitudes liées au fait de se lancer sur l'arène mondiale. Ces entreprises devront consacrer des ressources supplémentaires à la soumission de marchés et beaucoup plus d'efforts et de temps à prospecter et rechercher de nouveaux débouchés qui sont souvent longs à produire des recettes. Soumissionner à des appels d'offres comporte le risque de perdre les sommes engagées dans la soumission, qui peuvent représenter plus d'un million de dollars et viennent s'ajouter aux frais généraux d'une entreprise. En revanche, la concurrence offre de meilleures occasions de se constituer un portefeuille de clients dans divers pays et dans des contextes économiques différents au lieu de se cantonner à un pays ou de dépendre d'une seule compagnie d'électricité, avec toutes les conséquences que cela suppose lorsque l'activité s'accélère ou se ralentit.

Les alliances, les consortiums et les co-entreprises, par exemple entre constructeurs de réacteurs, sociétés d'ingénierie et exploitants nucléaires semblent être la voie à suivre. Elles sont l'occasion de partager les coûts et les risques liés à l'entrée sur des nouveaux marchés, et procurent les avantages de la synergie entre entreprises et des économies de gamme et d'échelle. La fusion des activités nucléaires de Framatome et de Siemens en est un bon exemple.

Plusieurs centrales nucléaires approchent la fin de leur vie initialement prévue. Les pressions qu'exercent la concurrence sur le marché et la déréglementation peuvent soit entraîner des fermetures précoces soit la prolongation de la durée de vie de centrales, selon la contribution financière de ces installations aux résultats de l'activité déréglementée. Les fermetures précoces multiplient les possibilités de diversification pour le secteur du démantèlement en plein essor. De même, la prolongation de la durée de vie des centrales ouvrira des marchés aux sociétés spécialisées dans l'évaluation des conditions de la centrale.

La synergie entre entreprises, lorsqu'elle s'applique à la recherche et au développement, permettra de répondre plus vite aux demandes des clients. Elle permettra, par ailleurs, des économies sur les coûts de recherche-développement dans la mesure où le nombre de filières de réacteurs sur le marché se réduira. Des réseaux de fabricants opérant à l'échelle mondiale pourraient, de la même manière, favoriser des baisses de coûts si l'industrie nucléaire s'efforce d'être plus concurrentielle pour faire face à la déréglementation.

Pour les constructeurs de réacteurs et les architectes industriels, l'avenir se dessine sous la forme d'un marché mondial avec de multiples débouchés mais restreint à un petit nombre d'élus.

Équipementiers et prestataires de services

La déréglementation des marchés de l'électricité ne concerne pas la fourniture d'équipements et de services, mais elle pourrait avoir des répercussions directes et indirectes sur ces industries. D'une part, sous la pression de la concurrence, ces industries, entre autres, pourraient baisser leurs prix. D'autre part, les bouleversements sur le marché ont des chances d'entraîner des modifications de la demande des clients, qui auront des répercussions sur les fournisseurs d'équipements et de services. Ces répercussions peuvent varier selon que les fournisseurs en question travaillent uniquement pour le secteur nucléaire ou qu'ils proposent des produits ou services pour d'autres secteurs.

Les fournisseurs dont les marchés ne se limitent pas au nucléaire sont déjà accoutumés à une forte concurrence. En revanche, ceux qui travaillent spécifiquement pour l'industrie nucléaire ont été jusqu'alors moins soumis à la concurrence et sont habitués à de meilleures perspectives de bénéfices et de récupération de leurs frais généraux. Jusqu'à présent, assez peu d'entrepreneurs nucléaires se sont montrés disposés à consentir d'importants investissements à long terme sur ce marché. Les fournisseurs nucléaires ne peuvent pas, s'ils sont réalistes, prévoir la construction de beaucoup de nouvelles centrales et, par conséquent, risquent d'être excessivement dépendants de peu de clients de plus en plus soucieux du coût.

Avec la déréglementation des marchés de l'électricité, les contrats devraient changer. Dans le passé, ces contrats étaient extrêmement normatifs. C'était le cas, par exemple, des contrats sur spécifications. Les ingénieurs d'une compagnie d'électricité donnaient aux sous-traitants des instructions concernant les travaux à exécuter et la manière de le faire. C'est ainsi que la responsabilité des coûts et des performances de l'équipement revenait à la compagnie d'électricité. Ce modèle de contrat reposait, en général, sur la rétention

d'expérience par les services d'ingénierie de la compagnie d'électricité. Ce modèle traditionnel possède certains avantages dans la mesure où la compagnie d'électricité conserve la maîtrise du projet et évite ainsi de dépendre trop des sous-traitants. Il a également des inconvénients de taille qui ont trait essentiellement aux conflits d'intérêts, dont la volonté du sous-traitant de travailler davantage et de maximiser ses profits.

Ces méthodes traditionnelles de passation de contrats et d'arrangements commerciaux entre clients et fournisseurs sont en train de changer pour répondre aux nouveaux objectifs. Aujourd'hui, il est demandé aux sous-traitants d'améliorer en permanence leurs performances, leurs coûts et la sûreté. Par ailleurs, les rôles des clients et des sous-traitants évoluent. Les clients définissent, par exemple, un impératif fonctionnel, et le sous-traitant est responsable de la conception et des spécifications. Dans ce cas, le sous-traitant porte une part de la responsabilité du fonctionnement de son équipement plus aussi grande qu'auparavant. Même dans des contrats de prestation de services relativement simples, il est entendu que le sous-traitant contribue aux objectifs du client, qu'ils relèvent du contrat ou non. Ce processus devrait déboucher sur une optimisation de la chaîne de fourniture avec partage des risques et des bénéfices.

Industries du cycle du combustible

Sur un marché concurrentiel, les pressions sur les prix de l'uranium se feront plus fortes. Il est probable que les producteurs nucléaires aient besoin d'une plus grande souplesse. Par conséquent, la pratique antérieure, qui consistait conclure des contrats à long terme pour l'achat d'uranium et de services pour bénéficier d'une sécurité d'approvisionnement, est en train d'évoluer vers la négociation de contrats à court terme et la création de marchés spot où l'on peut tirer parti des fluctuations à court terme des prix ainsi que des offres d'autres fournisseurs.

De nombreuses compagnies d'électricité nucléaires détiennent d'importants stocks de combustibles afin de se prémunir contre des ruptures d'approvisionnement. L'utilisation des actifs n'étant pas optimisée, le coût du cycle du combustible augmente. On peut donc prévoir des pressions accrues en faveur de la réduction des stocks et des temps nécessaires pour fabriquer le combustible et les produits intermédiaires.

Il est possible que des exploitants de centrales nucléaires se regroupent en consortiums pour profiter des avantages économiques de l'achat en commun de combustibles et services nucléaires, provoquant un bouleversement du cycle du

combustible nucléaire. La restructuration de l'industrie du cycle du combustible devrait comporter : une intégration verticale des industries du cycle en amont, une intégration verticale entre les industries amont et aval et une intégration horizontale de chaque étape du cycle du combustible nucléaire. Par ailleurs, la nécessité d'abaisser les coûts de l'aval du cycle du combustible pourrait provoquer un regain d'intérêt pour des programmes internationaux de stockage définitif des déchets radioactifs.

La recherche de la rentabilité par les exploitants nucléaires favorisera l'adoption de mesures permettant d'améliorer l'utilisation du combustible et de réduire les temps de rechargement, voire des modifications de la réglementation. Il deviendra impératif d'optimiser de la durée du cycle du combustible et le taux de combustion. En effet, bien que la durée du cycle du combustible dépende des caractéristiques techniques et économiques de chaque réacteur, prolonger la durée du cycle est un moyen d'abaisser les coûts d'exploitation dans la mesure où cela permet de réduire au minimum la durée des arrêts. Un taux de combustion plus élevé du combustible nucléaire aura le même effet en autorisant une production d'électricité supérieure et une diminution de la quantité de combustible utilisé par kWh produit. Néanmoins, il faut savoir que, pour augmenter le taux de combustion, on a besoin d'enrichir davantage le combustible au départ, d'où une hausse du coût unitaire du combustible.

Plus généralement, les producteurs nucléaires exerceront une pression plus forte sur les fournisseurs de combustibles et de services pour qu'ils partagent les risques avec eux sur le marché de l'électricité, ce qui devrait transparaître dans les contrats d'achat de combustible et de services, les révisions de prix fondées sur les conditions du marché de l'électricité, les co-entreprises, etc.

Retraiter le combustible utilisé n'est pas aujourd'hui rentable pour certaines compagnies d'électricité. Il est probable que le mouvement actuel en faveur d'un entreposage passif de longue durée au détriment du retraitement s'accélérera. Cette solution a le mérite de préserver les possibilités de retraiter et d'évacuer le combustible utilisé en fonction des conditions économiques qui prévaudront au moment où les dépôts de déchets seront disponibles.

Une proportion importante des prestataires de services du combustible, et notamment ceux qui interviennent en aval du cycle, sont des monopoles publics. Le marché devrait ébranler ce système et conduire à la mise en place d'un système privé, plus souple, suffisamment rentable et réactif pour pouvoir répondre aux besoins des producteurs concurrentiels.

On a déjà observé quelques mouvements de regroupement parmi les industries du cycle du combustible. La recherche du meilleur prix laisse prévoir la poursuite de cette évolution.

Activités de recherche nucléaire

La concurrence devrait stimuler et récompenser l'initiative et l'innovation, souvent à l'origine d'économies et de moindres risques. L'innovation, même si elle coûte cher et comporte des risques élevés, peut se révéler concurrentielle et source de profit, si elle génère des recettes proportionnelles. Les marchés fortement réglementés, par contre, ont en général découragé l'innovation et l'initiative. Ces marchés ne réagissent pas bien aux initiatives qui sortent de la normalité et ne permettent pas une rétribution proportionnelle aux risques importants que comporte l'innovation.

Les financements publics dont bénéficient les activités de recherche et de développement se sont amenuisés ces dernières années. Les budgets serrés de l'état sont l'un des aiguillons de la privatisation des industries de service public et du renforcement de la concurrence. Face à cette contraction des sources de financement publiques, de nombreux établissements de recherche nucléaire ont dû trouver d'autres bailleurs de fonds ou fermer.

L'effet de cette réduction générale des budgets alloués à la recherche et au développement a été d'aviver la concurrence pour les capitaux limités proposés par l'industrie, et donc d'obliger les établissements de recherche à se tourner davantage vers le marché et à rendre compte de la façon dont ils utilisent les capitaux. Dans un souci d'économie, on a multiplié les postes de chercheurs non permanents et limité l'entrée de jeunes chercheurs dans le secteur nucléaire.

Les compagnies d'électricité ne devraient plus soutenir comme avant la recherche fondamentale, et on a déjà pu observer un désintérêt pour la recherche fondamentale au profit de la recherche industrielle orientée sur l'application. La recherche dans le domaine nucléaire vise aujourd'hui directement à soutenir les efforts de l'industrie pour résoudre ses problèmes de sûreté et de gestion des déchets et à améliorer les performances techniques et économiques des centrales nucléaires en exploitation.

Conscients de cette réalité, de nombreux établissements de recherche jadis spécialisés dans des travaux purement nucléaires diversifient aujourd'hui leurs activités. En outre, sous l'effet de la concurrence, les travaux de recherche et de développement devraient se concentrer de plus en plus sur des domaines susceptibles de trouver des applications importantes à court terme.

La recherche fondamentale est désormais entreprise essentiellement dans le cadre de collaborations entre établissements de recherche, tant au niveau national qu'international, et universités, qui jouent un rôle important de pépinières de nouvelles idées.

Autre problème important, une bonne partie des équipements de ces établissements de recherche sont très anciens et devront être remplacés. Dans de nombreux pays de l'OCDE, le climat politique rendra pratiquement impossible l'obtention des autorisations nécessaires pour construire des installations de recherche. Dans certains d'entre eux cependant, il devrait être possible de préserver des grandes installations d'essai et de les ouvrir à d'autres pays.

Autorités de sûreté

La restructuration du marché contraint les autorités de sûreté à revoir la pertinence des réglementations existantes, compte tenu de la nouvelle organisation du marché. La fiabilité du réseau est probablement le principal problème technique que soulève l'introduction de la concurrence. Sur le réseau, les relations opérationnelles sont très complexes et peuvent faire intervenir une multiplicité de nouvelles entreprises dont l'activité est susceptible de se répercuter sur les centrales nucléaires. Une réduction des marges de réserve et des fluctuations sur le réseau peuvent provoquer l'arrêt de réacteurs nucléaires, avec des répercussions potentielles sur la sûreté.

Des mesures s'imposent donc pour s'assurer que le réseau continue de fonctionner de manière fiable après l'introduction de la concurrence. Aux États-Unis, on exige de toutes les compagnies d'électricité qui relèvent de la compétence fédérale qu'elles adhèrent au North American Electricity Reliability Council (NERC) et qu'elles respectent les consignes de l'organisation en matière de fiabilité. Bien que l'adhésion au système fédéral ne soit pas obligatoire pour l'instant, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a recommandé l'adoption d'une loi pour l'exiger. Au Royaume-Uni, le problème a été réglé par des accords-cadres. Par exemple, l'accord intitulé Master Connection and Use of System Agreement (signé par les utilisateurs du réseau de transports) permet aux producteurs nucléaires d'exiger des autres entreprises qu'elles respectent les conditions prescrites dans les autorisations délivrées pour un site nucléaire.

Les autorités de sûreté doivent de plus en plus veiller à ce que la sûreté ne soit pas compromise par des mesures de maîtrise des coûts, comme des transformations techniques ou la réduction du personnel d'exploitation des centrales, ou encore des modifications des procédures et pratiques dans les

installations. L'expérience du Royaume-Uni à ce jour montre qu'il n'existe pas de contradiction inhérente entre la sûreté des centrales nucléaires et une exploitation efficiente et économique.

La concurrence signifie que les compagnies d'électricité nucléaire auront de plus en plus tendance à évaluer de façon critique la nécessité et la rentabilité des mesures de sûreté proposées par les autorités, et cela pourrait créer des problèmes tant pour les autorités de sûreté nucléaire que pour les entreprises qu'elles contrôlent. Pour atteindre les objectifs de sûreté, des solutions fondées sur le jeu du marché ou négociées seraient préférables à des prescriptions réglementaires imposées dans la mesure où elles auront plus de chance de satisfaire toutes les parties et d'être optimales. Une coordination permanente et efficace entre les autorités de sûreté, les organismes de réglementation environnementale et les régulateurs économiques est essentielle à tous les stades du processus réglementaire.

À ce jour, l'expérience montre que la concurrence a peu d'impact sur les moyens nécessaires pour appliquer la réglementation, exception faite des années suivant immédiatement l'introduction de la concurrence, lorsqu'il faut contrôler le bien-fondé des nouvelles dispositions et évaluer les nouvelles pratiques de travail.

6. IMPACTS SUR LES NOUVELLES CENTRALES NUCLÉAIRES

Prévisions des coûts de production de l'électricité

L'AEN et l'AIE ont récemment publié conjointement une étude consacrée aux prévisions des coûts de la production d'électricité, pour laquelle 14 pays de l'OCDE et quatre pays non membres ont fourni des données concernant plusieurs filières de production. Cette étude conclut que l'énergie nucléaire est rarement la solution meilleur marché dans le cas des centrales qui entreront en service d'ici 2005-2010.

Si l'on adopte un taux d'actualisation de 5 %, le gaz est la solution la moins chère (d'au moins 10 %) dans trois pays, le charbon dans trois autres pays et l'énergie nucléaire dans cinq pays. Dans huit pays, la différence entre les deux solutions les moins chères est inférieure à 10 %.

Pour un taux d'actualisation de 10 %, l'option meilleur marché (de plus de 10 %) est le gaz dans neuf pays et le charbon dans un. L'énergie nucléaire n'est nulle part la solution la moins chère. La différence entre les deux technologies les moins chères est inférieure à 10 % dans huit pays.

Un taux d'actualisation plus élevé renforce la compétitivité du gaz par rapport au nucléaire en raison de l'importance de l'investissement nécessaire pour construire des centrales nucléaires. Dans certains pays comme l'Espagne et la République de Corée, les résultats de l'étude révèlent que la compétitivité du gaz par rapport à l'énergie nucléaire dépend du taux d'actualisation.

De ces résultats, il ressort qu'aucune technologie ne se démarque clairement des autres sur le plan économique dans tous les pays. Le choix optimal pour chaque pays dépendra de la situation nationale. Toutefois, comparée aux études antérieures de la même série, cette dernière étude révèle une plus grande compétitivité des centrales au gaz par rapport aux centrales au charbon et aux centrales nucléaires. Ceci s'explique par plusieurs facteurs dont les faibles coûts de construction et de maintenance des centrales au gaz, des prévisions des coûts du gaz en baisse par rapport aux prévisions antérieures, et les faibles coûts de dépollution par rapport aux autres combustibles fossiles.

Déréglementation du marché de l'électricité et investissements futurs dans l'énergie nucléaire

L'énergie nucléaire possède des propriétés qui la placent en position de faiblesse sur des marchés concurrentiels. Sur un marché déréglementé, l'investissement dans de nouvelles centrales, quelle que soit la filière choisie, dépendra largement des coûts de construction, du temps d'exécution du projet et de la rentabilité prévue.

En général, la construction de centrales nucléaires comporte une période de planification et de réalisation beaucoup plus longue et des coûts en capital supérieurs à toutes les autres filières électriques. Les études dites « coûts de référence » réalisées en France mettent en évidence un ratio de 2 à 1 entre les coûts d'investissement dans les centrales nucléaires et dans les centrales au charbon. Étant donné les imprécisions que comportent les prévisions de la demande sur un marché déréglementé, un investissement de cette ampleur comporte des risques financiers et pourrait être difficile à amortir si la demande était inférieure aux prévisions. Par conséquent, il est probable que les investisseurs privés préféreront des technologies plus souples offrant des temps de remboursement plus courts. Pour une entreprise de production qui souhaite améliorer son profil de risque, des coûts en capital plus faibles et une diversification des techniques de production sont des paramètres importants.

La valeur actualisée des coûts du démantèlement doit être incluse dans les coûts d'investissements totaux des centrales nucléaires. Dans la mesure où ces coûts sont encore incertains, ils viennent grossir les risques financiers liés à la construction des centrales nucléaires. Cependant, l'expérience britannique montre que les investisseurs peuvent calculer de manière rationnelle les risques et les coûts liés au démantèlement des centrales nucléaires. Des agences de cotation, comme Moody's et Standard and Poor's, commencent à fournir aux investisseurs des informations sur ces coûts, tirées de compilations de données provenant de diverses entreprises privées et publiques.

Les coûts du combustible d'une centrale nucléaire sont nettement inférieurs à ceux des centrales à combustibles fossiles, si bien que les coûts de production totaux sont moins sensibles aux fluctuations des prix du combustible. En outre, les compagnies d'électricité peuvent en détenir des stocks stratégiques assez importants pour garantir la stabilité des coûts du combustible à court et moyen terme. Lorsque les immobilisations sont amorties, l'intérêt que les faibles coûts du combustible confèrent aux centrales nucléaires s'accroît.

Les centrales nucléaires sont généralement bien adaptées à la fourniture d'un volume constant d'électricité, mais elles ont aussi une moindre souplesse d'exploitation que les centrales au gaz. Ces dernières peuvent mieux ajuster leur production aux variations de la demande, en volume et dans le temps, ce qui leur permet de couvrir efficacement la semi-base et les pointes.

On estime que les marchés concurrentiels de l'électricité exigent une certaine souplesse de la fourniture pour répondre aux besoins des consommateurs. Pour cette raison, il est possible que les grandes compagnies d'électricité répartissent leurs investissements entre différents types de combustibles et de centrales. Dans ce contexte, l'énergie nucléaire peut être considérée comme un atout essentiel pour les grandes entreprises d'électricité, étant donné que le coût du combustible nucléaire est plus faible et plus stable que celui des combustibles fossiles. En outre, comme les centrales nucléaires sont en général exploitées en base, en raison de leurs faibles coûts marginaux de production, elles constituent une source constante de revenu.

Perspectives de construction de centrales nucléaires

Les perspectives de construction de centrales nucléaires dans les pays Membres de l'OCDE sont assez floues. Les projets sont assez rares, situation qui ne devrait pas changer dans un avenir proche. Cependant, les centrales nucléaires pourraient de nouveau attirer les investisseurs si l'énergie nucléaire était considérée comme une source d'énergie rentable et concurrentielle.

De nombreux pays Membres de l'OCDE ont des besoins limités en nouvelles centrales fonctionnant en base car ils disposent de réserves de production suffisantes et la demande d'électricité progresse lentement. En dehors du fait qu'il n'existe pas d'incitation économique claire à construire de nouvelles centrales nucléaires dans une bonne partie des pays de l'OCDE, les décisions à cet égard devraient être fortement influencées par l'opinion publique, la volonté politique et la politique réglementaire. De plus, l'incertitude qui subsiste quant au coût de l'évacuation des déchets nucléaires et du démantèlement des centrales, représente un handicap supplémentaire pour les investisseurs potentiels.

La compétitivité des nouvelles centrales nucléaires dépendra pour l'essentiel de leurs coûts en capital, qui représentent près de 60 % des coûts totaux de la production nucléaire. Une étude de l'AEN qui vient d'être publiée analyse divers moyens de réduire les coûts en capital des centrales nucléaires, dont l'augmentation de la taille des centrales, la standardisation et la construction en série, la construction de tranches multiples sur un même site,

l'amélioration des méthodes de construction, la réduction des délais de construction et l'amélioration du cadre et des procédures réglementaires. La prochaine génération de réacteurs est conçue pour être plus concurrentielle et on espère abaisser de beaucoup les coûts de construction en simplifiant la conception et en recourant à de nouvelles technologies, par exemple aux systèmes de sûreté passifs. Par ailleurs, les réacteurs de petite taille pourraient rehausser la compétitivité de l'énergie nucléaire grâce à la souplesse qu'ils apportent, ce qui pourrait intéresser en particulier les compagnies d'électricité dont la demande croît lentement.

Les règles de sûreté et la façon dont les autorités en imposent l'application ont un impact significatif sur la décision de construire des centrales nucléaires. Simplifier la procédure d'autorisation, éliminer certaines consignes réglementaires qui ne contribuent pas véritablement à améliorer la sûreté et maintenir une certaine stabilité de la réglementation, sont des mesures susceptibles d'abaisser les coûts dans ce secteur.

À l'heure actuelle, la procédure d'autorisation d'un nouveau réacteur peut durer plus d'une dizaine d'année. Les exigences réglementaires en matière de sûreté sont en général très prudentes et coûteuses, mais une collaboration étroite entre les compagnies d'électricité et les autorités de sûreté, dès le début de la conception de la centrale, permet d'éviter des coûts excessifs et de réduire les délais nécessaires pour obtenir les autorisations. Une harmonisation de la réglementation des différents pays pourrait aussi apporter quelques avantages économiques par la standardisation des filières et des procédures d'autorisation qu'elle pourrait entraîner.

En résumé, la réduction des coûts en capital, les progrès technologiques, une harmonisation des procédures d'autorisation et la stabilité de l'environnement réglementaire et politique sont autant de moyens d'améliorer largement la compétitivité des nouvelles tranches nucléaires.

D'autres facteurs, tels que la sensibilité croissante du public aux problèmes que pose le changement climatique pourraient également favoriser le développement de l'énergie nucléaire. En effet, la marge concurrentielle de l'énergie nucléaire augmenterait notablement si les prix du marché intégraient vraiment les coûts de la protection de l'environnement à travers notamment l'imposition d'une taxe sur le carbone.

7. AUTRES FACTEURS INFLUANT SUR LA COMPÉTITIVITÉ DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

Développement durable

Le concept de développement durable¹ est aujourd'hui largement reconnu. Peu à peu, les pays Membres de l'OCDE conviennent de la nécessité d'intégrer les aspects économiques, environnementaux et sociaux à leurs politiques de développement. Cependant, d'un pays à l'autre, la mise en œuvre des politiques de développement durable devrait aller plus ou moins vite et atteindre un stade plus ou moins avancé, et les décideurs ne sont pas encore convenus d'un cadre général ni même d'indicateurs du développement durable.

La dimension développement durable est particulièrement pertinente dans le secteur de l'électricité, étant donné que toutes les formes de production ont un impact sur l'environnement. L'utilisation de combustibles fossiles pour la production d'électricité, non seulement provoque d'importantes émissions de gaz à effet de serre, de dioxyde de soufre et d'oxydes d'azote responsables des pluies acides, mais elle a des répercussions notables sur l'environnement, du fait de l'extraction minière, du transport, de l'entreposage et du stockage des résidus. L'énergie nucléaire ne fait pas exception, mais elle présente certaines particularités qui lui permettent de contribuer à la protection de l'environnement. Par exemple, une tranche nucléaire de 1 000 MWe consomme chaque année près de 25 tonnes de combustible (tirées de près de 125 tonnes d'uranium naturel) contre 4 millions de tonnes de charbon pour une centrale thermique de la même taille. C'est pourquoi, les activités minières destinées à la production nucléaire ont des répercussions moindres sur l'environnement que l'extraction du charbon, constat qui s'applique, bien que dans une moindre mesure, aux autres combustibles fossiles.

1. Le concept du développement durable est né à la fin des années 80 et a été défini par le rapport Brundtland comme « un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures de répondre aux leurs ».

Les pays de l'OCDE sont néanmoins très partagés quant à la contribution potentielle de l'énergie nucléaire au développement durable. Outre sa compétitivité économique, les problèmes de l'évacuation des déchets radioactifs et des accidents ainsi que d'autres risques sont jugés très préoccupants et pourraient faire obstacle à l'intégration de l'énergie nucléaire dans un parc énergétique durable dans certains pays. Inversement, la nécessité de gérer des ressources naturelles et de maîtriser la pollution atmosphérique, qui fait partie des objectifs du développement durable, incite à préserver l'option nucléaire. Il existe très peu de solutions qui soient à la fois techniquement mûres et économiquement concurrentielles pour remplacer les combustibles fossiles dans la production d'électricité à grande échelle, à court et à moyen terme. À plus long terme, l'alliance de l'énergie nucléaire et des sources d'énergie renouvelable pourrait s'imposer pour soutenir la croissance économique et le développement durable à l'échelle de la planète.

Changement climatique

À la fin des années 80, des indices de la fonte des calottes polaires et l'apparition de régimes climatiques inhabituels ont attiré l'attention du public dans le monde entier sur les effets environnementaux de l'émission des gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Simultanément, les « Verts », avocats de la protection de l'environnement, se sont imposés au cœur de la vie politique et des gouvernements. Leur objectif premier : sensibiliser la population aux effets sur l'environnement des activités industrielles et notamment de la production d'électricité et des transports.

La Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques préparée en 1992 et ratifiée aujourd'hui par 169 pays, constitue l'un des pivots des politiques internationales destinées à parer au changement climatique. Cette Convention a pour objectif ultime de « stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique ». On estime que la stabilisation des concentrations de dioxyde de carbone dans l'atmosphère au niveau actuel exigerait d'abaisser de plus de 60 % les émissions mondiales d'aujourd'hui. Dans une première étape, cependant, la Convention vise à limiter la progression des émissions de gaz à effet de serre et non pas à stabiliser les concentrations. Tous les pays ont été invités à préparer des inventaires de leurs émissions et de leurs puits pour tous les gaz à effet de serre qui ne sont pas couverts par le Protocole de Montréal, et les pays développés ont entrepris d'établir des programmes nationaux visant à ramener leurs émissions de gaz à effet de serre aux niveaux de 1990 et cela d'ici l'année 2000.

La Conférence des Parties à la Convention se réunit régulièrement pour suivre les progrès réalisés et étudier la nécessité d'ajouter de nouveaux protocoles à la Convention qui reflètent les avancées de la connaissance scientifique. Lors de la première Conférence des Parties, en mars 1995, il a été convenu dans le « Mandat de Berlin » que les pays devaient prendre des engagements plus contraignants concernant les émissions de gaz à effet de serre au-delà de 2000 et que ces engagements devraient être soumis à adoption à la troisième Conférence des Parties qui se tiendrait à Kyoto, au Japon, en décembre 1997.

La Conférence de Kyoto a adopté un Protocole à la Convention qui contient les dispositions suivantes :

- des limites juridiquement contraignantes des émissions de gaz à effet de serre dans les pays développés, correspondant à une réduction totale d'au moins 5 % par rapport aux niveaux de 1990 dans la période 2008-2012 ;
- des objectifs différenciés allant d'une réduction de 8 % pour l'Union européenne dans son ensemble et de 7 % pour les États-Unis à des augmentations de 8 % pour l'Australie et de 10 % dans le cas de l'Islande ;
- des groupes de pays, tels que l'Union européenne peuvent opter pour un objectif commun avec des objectifs différenciés suivant leurs membres ;
- les gaz à effet de serre concernés sont le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote, les hydrofluorocarbones, les hydrocarbures perfluorés et l'hexafluorure de soufre² ;
- les modifications des puits de gaz à effet de serre résultant de changement dans l'utilisation des terres, et certaines activités forestières doivent être incluses dans l'inventaire ;
- l'application conjointe des projets de réduction des gaz à effet de serre est autorisée soit entre pays développés ou entre pays développés et en développement dans le cadre du mécanisme pour un développement « propre » ;
- les pays développés peuvent échanger des droits d'émission.

2. Dans le secteur de l'énergie et de l'électricité, le dioxyde de carbone et le méthane sont de loin les gaz à effet de serre les plus importants.

Les pays en voie de développement n'ont pas pris d'engagement supplémentaire. Les mécanismes de l'application conjointe, des échanges des droits d'émission et de contrôle et d'exécution des engagements restaient encore à négocier après la réunion de Kyoto et ont fait l'objet de la quatrième Conférence des Parties tenue à Buenos Aires en Argentine en novembre 1998 et de la cinquième Conférence des Parties à Bonn, en Allemagne, en octobre 1999.

À la troisième Conférence des Parties, l'Union européenne a pris l'engagement, juridiquement contraignant, d'abaisser ses émissions totales de gaz à effet de serre de 8 % par rapport aux niveaux de 1990 à l'horizon 2008-2012. A l'intérieur de cette enveloppe, les pays se sont engagés sur des objectifs très divers. Par exemple, l'Allemagne a accepté un objectif de réduction de 21 % tandis que la Grèce a été autorisée à augmenter ses émissions de 25 % au maximum. L'objectif du Royaume-Uni a été fixé à 12 % en dessous des niveaux de 1990, mais le gouvernement britannique a l'intention de parvenir à un pourcentage de 20 %. Les centrales nucléaires devraient contribuer pour beaucoup à cette réduction. La France, qui émet déjà très peu de gaz à effet de serre, grâce à son importante production électronucléaire, a un objectif de stabilisation.

L'énergie nucléaire contribue d'ores et déjà à la baisse des émissions de gaz à effet de serre. Elle assure à l'heure actuelle 17 % de la production d'électricité mondiale et près de 25 % dans les pays de l'OCDE. Si des centrales nucléaires étaient remplacées par des centrales modernes à combustibles fossiles, les émissions de dioxyde de carbone du secteur de l'électricité augmenteraient de plus de 15 %.

Le *Nuclear Energy Institute* a calculé que, depuis 1973, l'énergie nucléaire avait été le facteur qui avait le plus contribué à la réduction des émissions de dioxyde de carbone des compagnies d'électricité. En 1995, l'énergie nucléaire a permis d'éviter de rejeter près de 2 milliards de tonnes de dioxyde de carbone par rapport aux quantités qui auraient été émises si des centrales à combustibles fossiles avaient été utilisées à la place des centrales nucléaires. Entre 1973 et 1995, le chiffre cumulé représente plus de 22 milliards de tonnes de dioxyde de carbone évitées.

Dans une communication présentée au Congrès nucléaire de l'Association britannique pour l'énergie nucléaire (BNES) au mois de décembre 1998, le Docteur Wolf-J. Schmidt-Küster mis en évidence les possibilités pour l'énergie nucléaire d'aider l'Union européenne à réaliser ses objectifs de réduction des émissions. D'autres analyses, présentées par FORATOM, l'Institut de l'uranium et le mouvement Jeune génération, dans le cadre des quatrième et cinquième Conférences des Parties, plaident pour l'énergie nucléaire, une source d'énergie disponible importante et ne produisant pas d'émissions de carbone.

À plus long terme, exploiter davantage l'énergie nucléaire permettrait de stabiliser les émissions de gaz à effet de serre dans le monde étant donné que le nucléaire est l'une des rares technologies existant aujourd'hui qui peut satisfaire une forte proportion de la demande d'énergie sans produire de carbone. Par rapport aux autres sources d'électricité qui n'émettent pas de carbone, elle présente l'avantage d'être fiable en fonctionnement en base et s'appuie sur un parc de production mondial déjà substantiel.

Sécurité et diversité d'approvisionnement

La sécurité de l'approvisionnement en énergie électrique, considérée comme primordiale il y a 20 à 30 ans, semble avoir perdu beaucoup de son intérêt pour de nombreux pays. Par des accords commerciaux, des groupes de pays, comme l'Union européenne, ont intégré leurs réseaux pour équilibrer l'offre et la demande, notamment en installant diverses interconnexions, en améliorant la compatibilité des systèmes de transport et en jouant sur les importations et exportations pour écrêter la courbe de charge.

Néanmoins, la question de la diversité et de la sécurité de la fourniture d'électricité n'est pas close. À moins de disposer d'importantes réserves naturelles de combustibles, de nombreux pays de l'OCDE s'efforcent toujours de diversifier leur parc de production, de façon à éviter d'être trop dépendants d'une seule source d'énergie. Une analyse de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) conclut que, en l'absence de mesures spécifiquement destinées à alléger la dépendance vis-à-vis du pétrole des pays de l'OPEP, la contribution de ces pays à la fourniture mondiale de pétrole passera d'ici 2010 des 40 % actuels à 50 %. Par ailleurs, la ruée prévue sur le gaz pourrait être compromise, étant donné que les réserves que l'on connaît aujourd'hui ne représentent que soixante années de production au rythme de consommation actuel et moins si ce rythme augmente.

Une étude réalisée en 1995 par le Conseil mondial de l'énergie estime que la demande d'énergie mondiale, qui a évolué en fonction des scénarios de croissance économique, pourrait être multipliée par 2.5 en 2050 par rapport au niveau de 1990. Une demande d'énergie aussi forte exigerait la contribution de toutes les sources disponibles, dont l'énergie nucléaire.

La participation de l'énergie nucléaire au parc énergétique contribue à la diversité et améliore la sécurité d'approvisionnement. L'uranium n'a pas d'autre utilisation commerciale importante que celle de combustible pour les réacteurs. Il existe en quantités suffisantes pour répondre à une forte augmentation de la puissance nucléaire installée dans le monde. En outre, la répartition géographique des pays producteurs d'uranium et leurs situations politiques garantissent dans une certaine mesure la sécurité des approvisionnements futurs.

Risques politiques et réglementaires

Les risques politiques et réglementaires sont divers et souvent imprévisibles. Divers facteurs ont modelé la conception qu'a le public de l'énergie nucléaire : les armements nucléaires, les accidents de Three Mile Island et de Tchernobyl, et diverses questions liées à la sûreté nucléaire et à l'évacuation des déchets. L'un des arguments les plus forts qu'invoquent le public et les hommes politiques à l'encontre de l'énergie nucléaire est que cette énergie produit des déchets radioactifs pour lesquels on n'a pas trouvé de solution définitive qui soit acceptée. Les débats politiques sur à l'avenir de l'énergie nucléaire qui ont eu lieu en Allemagne et en Suède témoignent bien des risques politiques que court l'énergie nucléaire.

À certains égards, l'incertitude quant à l'attitude des autorités de sûreté pose autant de difficultés à l'industrie que les risques politiques. Les autorités compétentes, en effet, exercent un contrôle très strict sur l'énergie nucléaire, notamment la sûreté nucléaire et la protection radiologique. D'autres objectifs, environnementaux en particulier, sont venus alourdir encore le coût total que représente l'observation de la réglementation. On peut citer à cet égard la Convention OSPAR dont l'objectif est de parvenir à des rejets et émissions radioactifs nuls d'ici 2020 au nord-ouest de l'Europe, mais qui ne s'appliquent pas au reste du monde.

Externalités

Les émissions de dioxyde de carbone et toutes les autres formes de pollution de l'air, souvent à l'origine de maladies chroniques, constituent les plus importantes répercussions des combustibles fossiles sur l'environnement. Les risques associés concernent la planète tout entière. Il est très difficile d'attribuer une valeur monétaire à ces nuisances bien que l'introduction des marchés des droits d'émissions puisse contribuer à préciser.

L'énergie nucléaire a des effets environnementaux plus localisés et dont les coûts sont en grande partie internalisés dans les plans de financement. Les exploitants de centrales nucléaires sont en effet tenus de mettre de côté des fonds destinés à atténuer, voire éliminer, le risque de pollution. La constitution de fonds pour couvrir les coûts de la gestion des déchets et du démantèlement des installations en est un exemple.

Les conclusions qui suivent sont tirées de l'estimation, réalisée par la Commission européenne, des coûts externes de chaque type d'énergie (en mEuro/kWh).

	Portée de l'externalité	Internalisation	Coût minimum	Coût maximum
Gaz	Mondiale	Marché des droits d'émission	8	35
Nucléaire	Locale	Fonds	2,5	7,4

L'écart entre les coûts minimum et maximum s'explique par des différences dans les estimations nationales des impacts. Le coût environnemental externe maximum de l'énergie nucléaire, si l'on exclut les accidents graves, est toujours inférieur au coût minimum obtenu pour le gaz. Par conséquent, la non prise en compte des coûts environnementaux dans les calculs économiques affecte la compétitivité du nucléaire et donc les perspectives de lancement de nouveaux programmes nucléaires.

Le ministère français de l'économie, des finances et de l'industrie utilise un modèle pour définir le parc optimal de production d'électricité totale de la France en fonction de coûts affectés aux émissions de CO₂. Les résultats obtenus avec ce modèle montrent que l'énergie nucléaire devient intéressante dès lors que le coût du dioxyde de carbone dépasse la valeur, relativement basse, de 50 dollars par tonne.

Au sein de l'Union européenne, on envisage pour atteindre les objectifs de Kyoto d'utiliser plus largement les taxes environnementales, ainsi que les taxes sur l'énergie et sur le carbone. À condition qu'elles s'appliquent de manière équitable à toutes les formes de production et de consommation d'énergie, il est probable que la compétitivité économique des centrales nucléaires tant actuelles que futures y gagnera.

8. CONCLUSIONS

Avec la déréglementation du secteur électrique, de nouveaux défis s'annoncent pour le développement de l'énergie nucléaire. L'énergie nucléaire peut-elle être compétitive sur un marché électrique déréglementé, telle est la grande question à laquelle il faudra répondre.

En général, la déréglementation des marchés de l'électricité devrait avoir un effet positif sur les centrales actuelles si l'on fait l'hypothèse que la concurrence se traduira par une amélioration de l'efficacité, du facteur de charge et de la disponibilité des centrales, ce que l'on peut constater déjà dans certains pays de l'OCDE comme les États-Unis, le Royaume-Uni et les pays nordiques. En particulier, depuis la déréglementation du marché britannique en 1989, les centrales nucléaires de ce pays affichent de bonnes performances. Si l'on se fonde sur les coûts actuels de production et l'amélioration des performances que l'on observe dans de nombreux pays de l'OCDE, une bonne partie des centrales nucléaires existantes devraient être capable de concurrencer les autres technologies de production sur des marchés concurrentiels.

Les coûts échoués ne sont pas déterminants pour la poursuite de l'exploitation des centrales. Toutefois, si ces coûts n'étaient pas récupérés par des moyens externes, la baisse des prix de l'électricité pourrait devenir un problème pour les entreprises d'électricité. La concurrence peut augmenter les chances de prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires, et notamment de celles qui sont déjà économiquement compétitives, car elles sont compétitives avec de nouvelles centrales quelles qu'elles soient. Il devient courant dans de nombreux pays de l'OCDE de relever la puissance nominale des centrales nucléaires pour augmenter leurs capacités de production à un coût d'investissement assez faible.

On peut redouter que l'accent mis sur la rentabilité à court terme ne nuise à la sûreté nucléaire. Cependant, dans la mesure où toute centrale nucléaire qui ne fonctionne pas en toute sécurité sera fermée, la sûreté est incontournable même sur un marché déréglementé. Les centrales nucléaires sont en général exploitées

de façon satisfaisante non seulement parce que la réglementation y pourvoit mais aussi parce qu'il faut être compétitif. L'expérience britannique montre qu'il n'existe pas de contradiction entre la sûreté et l'exploitation commerciale des centrales nucléaires sur un marché de l'électricité déréglementé.

Sur des marchés concurrentiels, il sera probablement nécessaire de définir et de quantifier clairement toutes les charges futures liées à l'énergie nucléaire. Les charges financières et les régimes d'assurance actuels ne devraient pas changer sur un marché concurrentiel. Les risques financiers que comportent le démantèlement et la gestion des déchets peuvent poser un problème. Il existe toutefois des solutions pour compenser un déficit éventuel des fonds mis de côté en prévision du démantèlement et de l'évacuation des déchets dans un environnement concurrentiel : appliquer une surtaxe sur la consommation d'électricité, demander aux exploitants de centrales nucléaires de supporter les coûts ou encore financer le déficit par des recettes publiques.

Pour tirer parti des économies d'échelle et améliorer leur compétitivité pour la production d'électricité en base sur des marchés concurrentiels, il est probable que les producteurs d'électricité fusionneront ou regrouperont leurs actifs. On prévoit également une restructuration de l'industrie du cycle du combustible nucléaire, y compris des intégrations verticales ou horizontales ainsi que la privatisation de l'aval du cycle. La question des projets internationaux d'évacuation des déchets radioactifs comme moyen éventuel de résoudre les problèmes des coûts et de la disponibilité des sites pourrait revenir sur le devant de la scène.

Par souci d'économie, les compagnies d'électricité ont tendance à réduire leurs investissements dans la recherche et le développement, et à se concentrer sur la recherche appliquée destinée à améliorer leurs performances. Pourtant, il est vraisemblable que la concurrence incitera tous les secteurs de l'industrie nucléaire à innover, à la fois pour améliorer leur efficacité et la fiabilité des centrales et pour réduire leurs coûts.

L'investissement dans de nouvelles centrales dépendra en grande partie des coûts en capital, des temps de construction et de la rentabilité prévue. Comme l'énergie nucléaire est en général considérée comme peu rentable par rapport aux centrales au gaz dans un environnement concurrentiel, les perspectives de construction de centrales ne sont pas brillantes à court terme.

La réglementation en matière de sûreté a des répercussions importantes sur les coûts de la production nucléaire et, partant, sur la compétitivité de cette énergie. L'expérience que l'on possède de la réglementation de la sûreté nucléaire sur les marchés concurrentiels est assez limitée, mais néanmoins

positive. Tout dépendra de la capacité des compagnies d'électricité et des autorités de sûreté d'assumer leurs responsabilités respectives tout en garantissant un fonctionnement sûr et rentable des tranches nucléaires.

En dehors des considérations économiques, les décisions concernant la construction de centrales nucléaires seront sans doute fortement influencées par l'opinion publique et la volonté politique. La sûreté, le démantèlement et l'évacuation des déchets sont des motifs de préoccupation et l'attitude négative du public compromet l'avenir de l'énergie nucléaire.

Cependant, bien qu'il ne soit pas rentable de construire de nouvelles centrales nucléaires dans de nombreux pays où la concurrence a été introduite, les choix énergétiques à long terme seront influencés par d'autres facteurs, relevant pour l'essentiel de problèmes environnementaux qui devraient s'aggraver avec le temps. L'énergie nucléaire est l'une des rares technologies ayant fait ses preuves qui pourrait contribuer au développement durable et, à ce titre, elle a une carte à jouer dans les futurs parcs énergétiques.

Outre les coûts directs, des facteurs comme les bénéfices externes de l'énergie nucléaire et sa contribution à la baisse des émissions de gaz à effet de serre plaident en faveur du développement de l'énergie nucléaire. Les coûts externes de la production d'électricité sont ceux liés à la dépendance vis-à-vis des combustibles importés, au changement climatique mondial, aux effets sur la santé et l'environnement des émissions résiduelles et aux déchets de la production d'électricité. Dans le cas de l'énergie nucléaire, les coûts de la gestion des déchets et du démantèlement sont déjà pour une bonne part internalisés dans les coûts de production. À long terme, la marge concurrentielle de l'énergie nucléaire pourrait considérablement augmenter si l'on prenait en compte ces coûts externes qui, pour l'instant ne figurent pas dans les prix de l'électricité sur le marché.

BIBLIOGRAPHIE

AIE, « Electricity Market Competition and Nuclear Power », 23^{ème} Symposium annuel de l'Institut de l'uranium, 9-11 septembre 1998, Paris, France.

AIE, *Competition in Electricity Markets*, Paris, France, 1999.

AIE, *Nuclear Power: Sustainability, Climate Change, and Competition*, Paris, France, 1998.

AIE, *World Energy Outlook*, Paris, France, 1996.

AIEA, *A Vision for the Second Fifty Years of Nuclear Energy*, Vienne, Autriche, 1996.

AIEA, *Strategies for Competitive Nuclear Power Plants*, IAEA-TECDOC-1123, Vienne, Autriche, 1999.

BNES 1998 Nuclear Congress, *Public Acceptance – Winning the Argument*, décembre 1998.

COLVIN, J.F. « Nuclear power in a competitive environment », *Nuclear News*, mars 1997.

Commission européenne, *Externalities of Energy, ExternE Report*, Bruxelles, Belgique, 1995.

DIGEC, *Les coûts de référence de la production électrique*, Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie – Secrétariat à l'Industrie, Paris, France, 1997.

DTI, *Energy Sector Indicators*, Londres, Royaume-Uni, 1998.

EASTON, J.J. « Comparative Costs of Power Generation Using Various Technologies », communication au Atlantic Council Global Seminar on Future of Nuclear Power, 10 mai 1998.

FERTEL, M. « Positioning US nuclear power plants in a restructured nuclear industry », allocution à la Pacific Basin Nuclear Conference, Canada, 6 mai 1998.

FORATOM/Institut de l'uranium, *La contribution de l'énergie nucléaire à la limitation d'un possible changement climatique*, Londres, Royaume-Uni, 1997.

HSE HM Nuclear Installations Inspectorate, « Restructuring and Privatisation of the UK Nuclear Power Industry », Londres, Royaume-Uni, mai 1996.

JOOSTEN, J. « US electric market restructuring: Implications for nuclear plant operation and safety », *Nuclear News*, juin 1999.

OCDE/AEN, « Nuclear Power for Sustainable Development », communication à la conférence ENC 98, 25-28 octobre 1998, Paris, France.

OCDE/AEN, *Données sur l'énergie nucléaire*, Paris, France, 1998.

OCDE/AEN, *Évolution des établissements de recherche nucléaire*, Paris, France, 1996.

OCDE/AEN, *L'énergie nucléaire et le changement climatique*, Paris, France, 1998.

OCDE/AEN, *Nouveaux défis pour les autorités de sûreté nucléaire*, Paris, France, 1998.

OCDE/AEN, *Rapport de l'OCDE sur la réforme de la réglementation*, Paris, France, 1997.

OCDE/AEN-AIE, *Prévisions des coûts de production de l'électricité*, Paris, France, 1998.

SANDKLEF, S. « Nuclear Power and Sustainable Development », communication à « Preparing the Ground for Renewal of Nuclear Power », Paris, France, 1999.

WHITFIELD, M.B. « Electricity restructuring in the USA and its effects on the nuclear industry », communication au 22^{ème} Symposium annuel de l'Institut de l'uranium, 3-5 septembre 1997, Londres, Royaume-Uni.

LISTE DES MEMBRES DU GROUPE D'EXPERTS

Allemagne

M. Peter Drasdo	Institut d'économie de l'énergie, Université de Cologne
M. Gunter Schmid	Université de Stuttgart

Belgique

M. Paul Havard	ELECTRABEL
M. Jacques Delvoye	TRACTEBEL
M. M. Janssen	Administration de l'énergie

République tchèque

M. Ing. Bretislav Horak	CEZ
-------------------------	-----

Espagne

M. Jorge Mataix Hidalgo	ENDESA
-------------------------	--------

États-Unis

M. Dennis L. Harrison	US Department of Energy
-----------------------	-------------------------

France

M. Minh Trinh	Secretariat d'État à l'industrie
M. Henri Catz	Commissariat à l'énergie atomique
Mme Catherine Gorski	
M. Gérard Beraud	Électricité de France
M. Stéphane Gallon	Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie

Hongrie

M. Istvan Bakacs
Hungarian Power Companies
Ltd.

Japon

M. Hiroo Inoue
MITI

Pays-Bas

M. J. W. M. Bongers
Centrale nucléaire de Borsele

Royaume-Uni

M. D. J. Murray
Mme Amanda Tagg
BNFL
British Energy

Suède

M. Gunnar Alfors (Président)
Vattenfall Generation

Suisse

M. Hans Gubser
NOK

Commission européenne

Mme Isabel Torres
Direction générale de l'énergie
et des transports

Agence internationale de l'énergie atomique

Mme Lucille Langlois
Division de l'énergie d'origine
nucléaire

Agence internationale de l'énergie

M. John Paffenbarger
Division de la diversification
énergétique

Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire

M. Young-Eek Jung (Secrétariat)
Division du développement de
l'énergie nucléaire (NDD)