

La tarification du carbone et la compétitivité du nucléaire

par J.H. Keppler et C. Marcantonini*

Une récente étude de l'AEN sur *La tarification du carbone, les marchés de l'électricité et la compétitivité du nucléaire*¹ examine la compétitivité de l'énergie nucléaire par rapport au charbon et au gaz pour la production d'électricité dans un contexte de marchés libéralisés de l'électricité où il existe des échanges de quotas d'émissions ou une taxe carbone. Elle s'appuie sur les données journalières des prix de l'électricité, du gaz, du charbon et du carbone entre 2005 et 2010, période qui correspond aux premières années d'existence du Système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE), le plus grand cadre d'échange de quotas d'émissions de carbone au monde. L'étude montre que, même en cas de prix modéré du carbone, la concurrence pour de nouveaux investissements sur les marchés de l'électricité se joue entre l'énergie nucléaire et le gaz, la production d'électricité par les centrales thermiques au charbon étant difficilement rentable. Les données et analyses présentées dans cette étude forment une base solide pour évaluer les questions liées aux coûts et aux investissements sur les marchés libéralisés de l'électricité ayant une tarification du carbone. Un résumé des principales idées de cette publication est présenté ci-dessous.

Vue d'ensemble

La tarification des émissions de gaz à effet de serre se développe progressivement alors que de plus en plus de pays s'efforcent d'atteindre leurs objectifs de réduction d'émissions. L'accident survenu en mars 2011 à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi, au Japon, a bien entendu remis en question un certain nombre d'hypothèses dans l'industrie nucléaire et dans l'industrie de l'énergie au sens large. Cependant, le réchauffement climatique tout comme les mesures visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre, parmi lesquelles la tarification du carbone est prépondérante et probablement la plus efficace, sont des réalités qui ne vont pas s'effacer. En outre, la forte tendance, dans les pays de l'OCDE, à favoriser la libéralisation des marchés de l'électricité va perdurer. Ainsi, la question sur laquelle se fonde cette étude, concernant l'impact de la tarification du carbone sur la compétitivité de l'énergie nucléaire par rapport au charbon et au gaz pour la production d'électricité, est toujours autant d'actualité.

Cette étude est la première à se pencher sur la question de la compétitivité de différentes technologies de production d'électricité en prenant en compte la tarification du carbone sur la base de données empiriques. Elle analyse des données relevées quo-

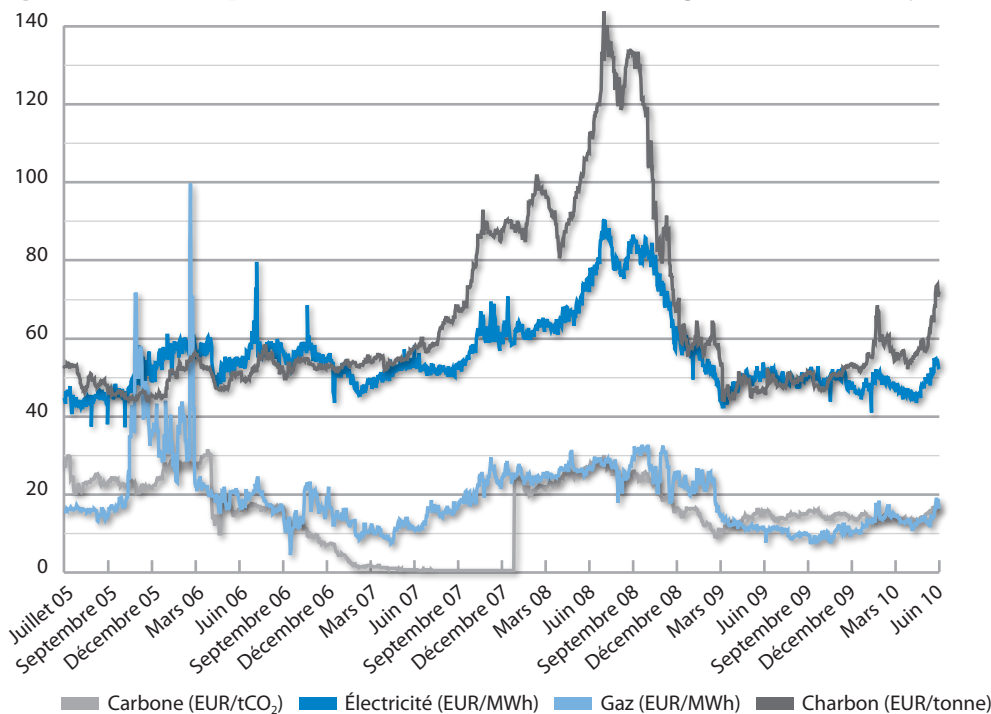
L'étude de l'AEN sur le prix du carbone est-elle réaliste après Fukushima ?

Cette étude de l'AEN examine, pour les réacteurs de Génération III+, un cas de tête de série et un cas de maturité industrielle, que l'on peut interpréter comme les seuils minimum et maximum des coûts d'investissement futurs pour l'énergie nucléaire. Deux raisons font qu'il va être difficile de déterminer, pendant quelque temps encore, le coût exact des futurs réacteurs. Tout d'abord, le déploiement des réacteurs de Génération III et III+ va bien créer des économies d'échelle, mais il est difficile de dire précisément dans quelle mesure. Ensuite, l'accident à la centrale nucléaire de Fukushima Daiichi a entraîné un réexamen des exigences en termes de dispositifs de sûreté pour les centrales nucléaires existantes et futures. Il est encore trop tôt pour tirer des conclusions quant aux implications financières de ces exigences fondées sur les enseignements de Fukushima. Un impact sous la forme de coûts supplémentaires est certes possible, mais il y a des raisons de penser qu'il pourrait être limité car les réacteurs de Génération III+ comportent déjà de nombreux dispositifs de sûreté, notamment des systèmes de refroidissement indépendants et multiples (jusqu'à quatre), des systèmes de refroidissement fonctionnant grâce à la convection naturelle (refroidissement passif), des récupérateurs de corium et des enceintes de confinement extérieures plus robustes (en plus de la cuve intérieure de confinement du réacteur) capables de supporter de hautes pressions. Autrement dit, il semblerait que les hypothèses de cette étude restent valables pour les nouveaux réacteurs susceptibles d'être mis en service ces prochaines années en Europe.

tidienement sur les marchés européens de l'électricité et du carbone pendant une période allant de juillet 2005 à mai 2010, période qui recouvre à peu de choses près les cinq premières années d'existence du SCEQE (voir figure 1). Toutefois, un grand nombre de conclusions de cette étude peuvent également s'appliquer aux autres régions de l'OCDE, dès lors que la libéralisation du marché de l'électricité y est établie. Elle présente par ailleurs le calcul du coût moyen actualisé de l'électricité (*levelised cost of electricity* – LCOE) pour les trois régions de l'OCDE, ce

* M. Jan Horst Keppler (jan-horst.keppler@oecd.org) est Administrateur principal dans la Division du développement nucléaire de l'AEN. M. Claudio Marcantonini (claudio.marcantonini@eu.eu) est chercheur à l'École de régulation de Florence, de l'Institut universitaire européen et, au moment de la rédaction de cet article, était consultant pour l'AEN.

Figure 1 : Prix européens de l'électricité, du carbone, du gaz et du charbon (2005-10)

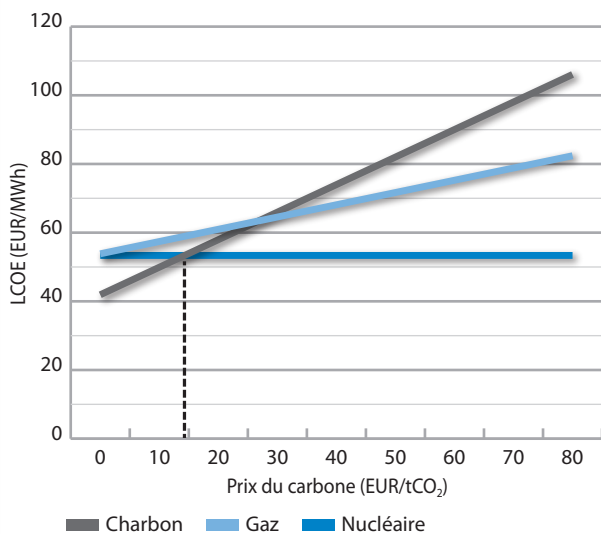


qui constitue un important étalon de la compétitivité en termes de coûts sur les marchés régulés de l'électricité.

Cette étude adopte systématiquement le point de vue d'un investisseur privé cherchant à maximiser ses retours sur investissements. Elle conclut que, sur les marchés de l'électricité, la concurrence se joue entre l'énergie nucléaire et le gaz, la production d'électricité par les centrales thermiques au charbon n'étant plus assez compétitive dès que l'on introduit une tarification du carbone (voir figure 2).

Figure 2 : Tarification du carbone et compétitivité de l'énergie nucléaire dans la zone Europe de l'OCDE

LCOE des différentes technologies de production d'électricité à un taux d'actualisation de 7 %



Source: D'après l'AEN/AIE, 2010.

Déterminer quelle énergie, entre le nucléaire et le gaz naturel, s'avérera la plus compétitive repose sur un certain nombre d'hypothèses.

Afin d'évaluer la rentabilité des différents modes de production d'électricité, cette étude applique trois méthodologies : une analyse de profit étudiant les bénéfices réels sur les cinq dernières années, une analyse de l'investissement rapportant les conditions des cinq dernières années à l'échelle de la durée de vie totale des centrales et enfin, une analyse de la taxe carbone (impact sur l'investissement pour différents prix du carbone) examinant la question de la compétitivité sous différents angles. Ces différentes analyses montrent que la compétitivité de l'énergie nucléaire dépend d'un certain nombre de variables qui, dans différentes configurations, déterminent quel est le mode de production d'électricité, entre le nucléaire et les centrales à gaz à cycle combiné (*combined cycle gas turbine - CCGT*), qui génère pour ses investisseurs le plus de profits. Ces variables sont les suivantes :

1. *Coûts de construction de base* : les coûts de construction de base influent fortement sur la rentabilité de l'énergie nucléaire, qui, de ces trois technologies, est celle qui présente la plus forte intensité capitalistique². C'est une caractéristique qu'elle partage avec les autres technologies à faible intensité de carbone, comme les énergies renouvelables, qui ne sont pas prises en compte dans cette comparaison. Cette étude révèle l'importance des coûts en capital en examinant un cas de tête de série et un cas de maturité industrielle ; les coûts de capital de ce dernier représentent les deux tiers de ceux du cas de la tête de série.
2. *Coûts de financement* : les coûts de financement ont une forte influence sur les coûts et sur la

rentabilité de l'énergie nucléaire. Cependant, l'étude ne se focalise pas sur ce point bien connu mais applique tout au long de l'étude (à l'exception d'un cas donné en exemple) un coût de capital standard de 7 % (valeur réelle).

3. *Prix du gaz* : les prix du gaz sont à la compétitivité de la production d'électricité au gaz ce que les coûts d'investissement sont à la compétitivité de l'énergie nucléaire ; en effet, le coût du gaz représente les deux tiers du total des coûts sur sa durée de vie. Si les prix du gaz sont bas, alors la production d'électricité au gaz est très compétitive. S'ils sont élevés, c'est l'énergie nucléaire qui devient nettement plus compétitive. L'étude illustre cela en examinant, en plus du scénario de référence, un cas où le prix du gaz est bas ainsi qu'un cas où il est élevé.
4. *Prix du carbone* : un niveau bas et moyennement élevé du prix du carbone, c'est-à-dire jusqu'à EUR 50 par tonne de CO₂ (tCO₂), accroît la compétitivité du nucléaire. Toutefois, la compétitivité du nucléaire dans un marché électrique libéralisé n'est pas nécessairement améliorée en présence de prix du carbone élevés. Tandis que la tarification du carbone fait du charbon, en raison de sa forte teneur en carbone, le combustible marginal, les revenus générés par les centrales à gaz augmentent plus rapidement que leur coût ; la rentabilité du gaz en bénéficie autant que celle du nucléaire, voire plus, en cas de prix du carbone très élevés.
5. *Les marges de profit*, qui représentent la différence entre les coûts variables du combustible marginal et le prix de l'électricité, sont des caractéristiques bien connues des marchés libéralisés de l'électricité. Elles influencent très fortement la compétitivité du combustible marginal, le gaz ou le charbon, dont elles seules déterminent les profits. Le niveau des marges de profit futures peut ainsi déterminer entre le nucléaire ou le gaz, l'énergie la plus compétitive.
6. *Prix de l'électricité* : sur un marché libéralisé de l'électricité, les prix dépendent du coût des combustibles fossiles (gaz naturel et charbon), des prix du carbone ainsi que des marges. Plus ils sont élevés, plus la situation est favorable à l'énergie nucléaire, à la fois de manière absolue et relative. Cela est également dû au fait qu'un niveau élevé des prix de l'électricité va de pair avec un niveau élevé des prix des combustibles fossiles et du carbone.
7. *Captage et stockage du carbone (CSC)* : en général les analyses de l'investissement et de la taxe carbone ne prennent pas en considération la généralisation des systèmes de CSC dans les centrales électriques au charbon. Néanmoins, un autre scénario, qui en tient compte, montre que le CSC va remarquablement renforcer la compétitivité relative de l'énergie nucléaire par rapport à la production d'électricité au gaz. La rentabilité du gaz décline en effet de manière significative dès qu'il devient, à la place du charbon, le combustible marginal en présence de prix du carbone élevés.

Chaque configuration de ces sept variables déterminera l'avantage concurrentiel des différents modes de production d'électricité. L'analyse du profit montre que sur les cinq années étudiées, l'énergie nucléaire a réalisé des profits considérables. Ces profits sont bien plus élevés que ceux du charbon et du gaz, bien que ces derniers n'aient pas eu à payer leur permis d'émission de carbone pendant la période 2005-2010. Aujourd'hui, il est très rentable d'exploiter une centrale nucléaire existante en Europe.

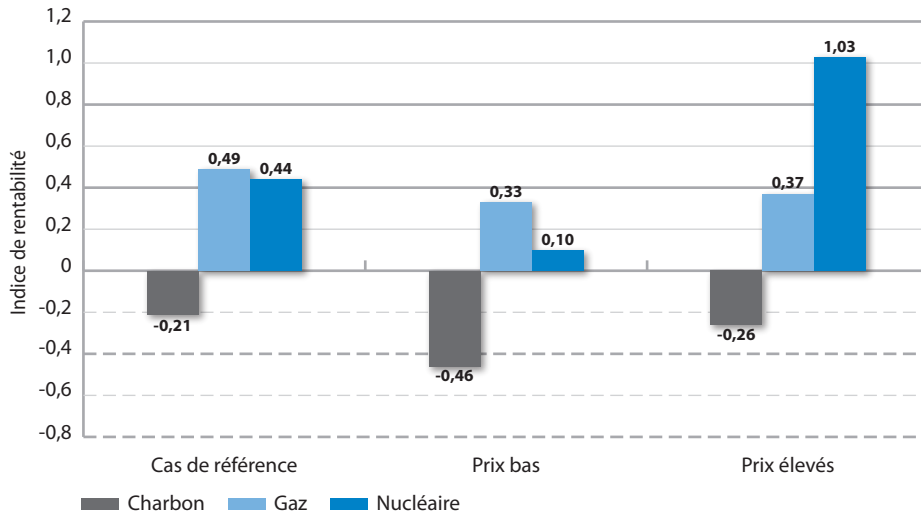
La conclusion selon laquelle l'exploitation d'une centrale nucléaire existante est extrêmement rentable dans un contexte de tarification du carbone est indépendante du régime spécifique de cette tarification, et ce, à la fois en termes relatifs et absolus. Étant donné que le nucléaire, quel que soit le régime, n'aurait pas à acquiescer de permis d'émission de carbone, ses profits, tant que les prix de l'électricité ne changent pas, resteraient stables. La production d'électricité au charbon et au gaz, quant à elle, verrait ses profits évoluer. En 2013, le passage à un système de vente aux enchères des quotas, qui, dans le cadre du SCEQE, obligera les émetteurs de carbone à payer en échange de leurs émissions, augmentera donc l'avantage concurrentiel de l'énergie nucléaire, en raison de la tarification du carbone. Remplacer un système d'échange de quotas d'émissions, caractérisé par la volatilité des prix, par une taxe carbone stable équivalente au prix d'échange moyen aurait pour résultat d'augmenter la volatilité des profits du charbon et du gaz et ainsi, d'accroître plus encore la compétitivité relative de l'énergie nucléaire. Contrairement à l'opinion selon laquelle une taxe stable serait particulièrement favorable au nucléaire, les preuves empiriques indiquent que la compétitivité du nucléaire se maintient aussi bien dans un système d'échange de quotas d'émissions, y compris en cas de volatilité des prix du carbone.

Cependant, l'analyse ne prend pas en considération les coûts d'investissement. Il est plus difficile de résumer les résultats de l'analyse qui tient compte de l'investissement et de la taxe carbone et calcule les coûts et les bénéfices sur toute la période de la durée de vie des différentes centrales. Encore une fois, il est fort peu probable qu'une nouvelle centrale au charbon, lorsqu'il faudra payer en échange des émissions de carbone, soit une technologie compétitive ou même rentable aux conditions de prix qui ont prédominé sur la période 2005-10. Sur le plan de la concurrence entre le nucléaire et le gaz pour la production d'électricité, concurrence mesurée selon un indice de rentabilité (IR) défini de manière adaptée, il faut étudier l'influence relative des sept paramètres définis ci-dessus. Si on les répartit en trois grandes catégories, à savoir les coûts d'investissement, le prix de l'électricité en fonction du prix du gaz et du carbone et enfin, le CSC, alors on pourrait résumer les résultats de cette étude de la manière suivante :

Dès que l'une de ces trois catégories (coûts d'investissement, prix ou CSC) lui est favorable, l'énergie nucléaire est compétitive avec le gaz naturel pour la production d'électricité de base. Dès que deux de ces trois catégories jouent en sa faveur, elle devient de loin la plus compétitive.

Figure 3 : Indice de rentabilité selon différents scénarios de prix de l'électricité

Taux d'actualisation réel de 7 %, cas de maturité industrielle et prix moyen du carbone sur la période 2005-10



Il est important de rappeler que selon les paramètres de cette étude, une nouvelle centrale nucléaire mise en service en 2015 produirait de l'électricité jusqu'en 2075. L'appréciation finale revient bien sûr à chaque investisseur individuel, mais il y a néanmoins une très forte probabilité pour que les prix du gaz soient considérablement plus élevés qu'aujourd'hui et que, sur cette période, les systèmes de captage et de stockage se généralisent dans les centrales au charbon.

La concurrence qui se joue entre le nucléaire et le gaz pour la production d'électricité reste caractérisée par le fait que la rentabilité de chacune de ces technologies varie en fonction de différents scénarios. Le gaz, qui est souvent le combustible marginal, réalise des profits modestes dans de nombreux scénarios, ce qui limite les risques à la baisse comme à la hausse. Ses coûts fixes étant peu élevés, le gaz n'est pas dans

l'obligation de générer des marges bénéficiaires très importantes. Le niveau élevé des prix de l'électricité ne constitue pas nécessairement pour lui une source de profit supplémentaire notable, car il résulte souvent d'un prix du gaz élevé. La situation de l'énergie nucléaire est à l'opposé : sa rentabilité dépend presque exclusivement des prix de l'électricité. Le fait que ses coûts fixes soient élevés et ses coûts marginaux bas et stables signifie que sa rentabilité fluctue avec les prix de l'électricité (voir figure 3).

La tarification du carbone, bien entendu, augmentera la compétitivité de l'énergie nucléaire par rapport au charbon et, dans une moindre mesure, au gaz. Dans le cadre de la concurrence qui oppose l'énergie nucléaire au gaz, la tarification du carbone sera favorable au nucléaire, en particulier sous le seuil d'EUR 50 par tonne de CO₂ (à titre de comparaison, dans le SCEQE, la moyenne sur cinq ans était

Figure 4 : Évolution des indices de rentabilité pour le scénario de référence

Marge bénéficiaire constante d'EUR 10, taux d'actualisation réel de 7 % et cas de maturité industrielle

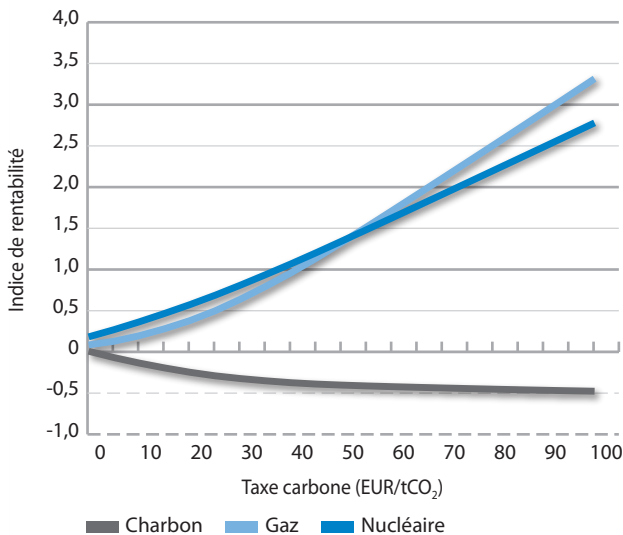
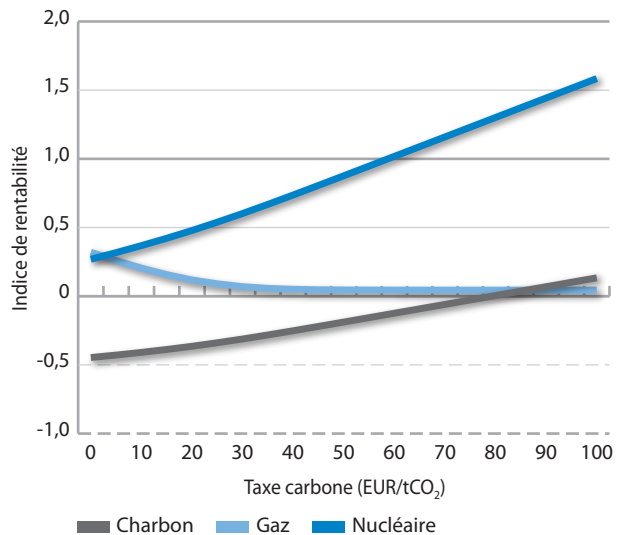


Figure 5 : Évolution des indices de rentabilité pour le scénario de référence du CSC

Marge bénéficiaire constante d'EUR 10, taux d'actualisation réel de 7 %, cas de maturité industrielle et CSC pour les centrales au charbon



légèrement supérieure à EUR 14). Au-delà de ce seuil, les prix de l'électricité seront systématiquement fixés par la production d'électricité au charbon et les profits générés par les centrales au gaz augmenteront plus rapidement que leurs coûts en carbone. En cas de prix du carbone très élevés, le gaz pourrait devenir plus compétitif que l'énergie nucléaire (voir figure 4). Cet exercice de modélisation mène à des conclusions cohérentes, certes, mais il faut préciser que le comportement du marché et les conditions de coûts dans le cas d'un prix du carbone dépassant EUR 50 par tonne de CO₂ sont relativement incertains et qu'au-delà de ce seuil, les résultats pour toute configuration doivent être considérés avec précaution. On pourrait, par exemple, s'attendre à ce que l'application systématique, sur la durée, de prix du carbone élevés génère un certain nombre d'effets dynamiques et d'évolutions technologiques, notamment une accélération de l'introduction du captage et du stockage du carbone (CSC). Cela renforcerait la compétitivité relative du nucléaire par rapport au gaz et modifierait largement les résultats (voir figure 5).

Il est donc important que les investisseurs fassent leur propre estimation de la probabilité des différents coûts de capital et scénarios de prix. Si le nucléaire parvient à limiter ses coûts de construction de base et que les prix de l'électricité en Europe restent élevés, alors l'énergie nucléaire est de loin l'option la plus compétitive. Dans le cas où les coûts de construction de base sont élevés et les prix de l'électricité sont bas, seule une volonté déterminée de diversifier un portefeuille pourrait justifier le choix du nucléaire. En ce qui concerne les prix, il est assez probable que ceux de l'électricité, en Europe, restent élevés, ou même qu'ils augmentent dans un futur proche. La sortie progressive de l'énergie nucléaire et des combustibles fossiles en Allemagne, le plus gros marché européen, va inévitablement pousser les prix de l'électricité à la hausse, ce qui, conjugué à la tarification du carbone, ouvre pour l'énergie nucléaire des opportunités dans d'autres pays européens. Des dynamiques similaires pourraient également s'imposer aux États-Unis, où des objectifs ambitieux en termes de réduction de gaz à effet de serre garantissent un prix plancher de l'électricité.

Le scénario avec un prix de l'électricité élevé est donc probable, mais en aucun cas garanti. Dans ce contexte, les décideurs politiques doivent être conscients du fait que la rentabilité de l'énergie nucléaire sur les marchés libéralisés de l'électricité dépend de scénarios de prix de l'électricité spécifiques. Il n'est donc pas impensable que les investisseurs privés peu disposés à prendre des risques optent pour une production d'électricité reposant sur les combustibles fossiles plutôt que sur le nucléaire, même dans les cas où ce dernier serait l'option la moins coûteuse sur la durée de vie totale d'une centrale. Face à l'incertitude quant aux prix sur les marchés libéralisés de l'électricité, les investisseurs privés rétifs au risque et les gouvernements ayant une vision sur le plus long terme peuvent être amenés à prendre des décisions différentes. Dans

le cadre de la mise en place de mesures adaptées, comme, par exemple, des contrats prévoyant une fourniture d'électricité sur le long terme, il faut donc bien rendre compte des spécificités des technologies à coûts fixes élevés et à faible intensité de carbone, comme l'énergie nucléaire et certaines énergies renouvelables. Sans cela, il y a un réel risque de déconnexion entre optimalité privée et sociale.

L'élaboration des politiques publiques tient également compte des marges bénéficiaires, ou l'augmentation des prix de l'électricité par rapport aux coûts variables du combustible marginal, qui favorisent surtout la compétitivité du combustible le moins avantageux. Qu'elles soient l'expression d'un pouvoir de monopole spontané ou volontaire, l'énergie nucléaire tire avantage quand ces marges, qui ont un coût social, sont limitées. L'ouverture des marchés et la concurrence dans le cadre de la fourniture d'électricité de base sont favorables à la compétitivité de l'énergie nucléaire.

Finalement, le résultat de la concurrence entre le nucléaire et le gaz pour la production d'électricité (le charbon n'étant pas compétitif en la présence d'une tarification du carbone) dépend d'un certain nombre de paramètres clés, comme les coûts d'investissement et les prix de l'électricité. On ne peut toutefois pas évaluer la rentabilité d'une production d'électricité issue du nucléaire ou du gaz indépendamment du scénario dans lequel elle s'inscrit. Compte tenu de la situation des compagnies d'électricité importantes et intégrées qui dominent le marché de l'électricité européen et qui doivent anticiper tout un éventail d'impondérables, les implications sont claires. La limitation des risques implique pour ces compagnies une diversification des sources de leur production et le recours à un portefeuille d'actifs énergétiques diversifiés. Adopter le recours au portefeuille profiterait ainsi à toute compagnie d'électricité. Une telle diversification ne se contenterait pas de minimiser le risque financier pour l'investisseur ; elle limiterait aussi un certain nombre de risques non financiers (réchauffement climatique, sécurité de l'approvisionnement, accidents). La mise en place de tels portefeuilles et l'intégration de risques non financiers tiendront une place importante dans les futures recherches menées au sein de l'AEN et de la communauté de l'énergie au sens large.

Notes :

1. Une synthèse en français de cette étude est disponible à www.oecd-nea.org/ndd/reports/2011/carbon-pricing-execsum-2011-fr.pdf. L'étude complète intitulée *Carbon Pricing, Power Markets and the Competitiveness of Nuclear Power* peut être achetée sur www.oecdbookshop.org.
2. Les coûts en capital dépendent des coûts de construction de base (qui incluent les coûts associés à la propriété, le coût de l'ingénierie, de l'approvisionnement et de la construction [IAGC] de même que les provisions pour risque) ainsi que les intérêts intercalaires. Ces derniers dépendent, bien évidemment, des coûts de financement abordés sous le point 2.

Référence

AEN/AIE (2010), *Coûts prévisionnels de production de l'électricité* : Édition 2010, OCDE, Paris.