

L'énergie nucléaire est-elle vraiment compétitive ?

par J.H. Keppler*

La compétitivité économique de l'énergie nucléaire sera capitale pour déterminer sa part future dans la production mondiale d'électricité, sans compter que la vaste libéralisation des marchés de l'énergie, tout particulièrement dans les pays de l'OCDE, tend à renforcer le rôle des critères de nature commerciale dans le choix des technologies.

La toute nouvelle édition 2010 des *Coûts prévisionnels de production de l'électricité* publiée conjointement par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) évoque d'importants aspects concernant la compétitivité relative de l'énergie nucléaire dans les pays de l'OCDE et dans quatre autres pays qui n'en font pas partie (Afrique du Sud, Brésil, Chine et Russie). Selon la « Synthèse » qui précède l'édition :

Premièrement, dans le cas d'un faible taux d'actualisation [5 %], les technologies nécessitant beaucoup de capital et à faible intensité carbone, telles que l'énergie nucléaire, constituent la solution la plus compétitive pour la production en base, en comparaison des centrales à charbon sans captage du carbone et des centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel. [...] Deuxièmement, dans le cas du taux d'actualisation élevé [10 %], les centrales au charbon sans captage du carbone, suivies de centrales au charbon avec captage et des centrales à cycle combiné à gaz [...], constituent les sources d'électricité les moins chères. [...] Ces résultats soulignent l'importance capitale des taux d'actualisation et, dans une moindre mesure, des prix du carbone et des sources d'énergie, dans la comparaison entre les différentes technologies.

Dépassant le cadre de cette constatation, l'étude montre aussi que la compétitivité relative de l'énergie nucléaire varie énormément d'une zone géographique à l'autre, voire entre pays. En ventilant les données par zone, par exemple, on constate que l'énergie nucléaire demeure l'option la plus concurrentielle pour produire l'électricité de base, y compris au taux d'actualisation (intérêts) de 10 % dans les pays asiatiques et nord-américains de l'OCDE (voir graphiques page suivante). La déclaration citée plus haut reflète ainsi la moyenne générale des centrales nucléaires échantillonnées dans l'étude, mais pas nécessairement chaque conjoncture nationale ou régionale. En fait, la mine de renseignements fournie par les pays européens, où l'énergie nucléaire atteint des prix comparativement plus élevés, a eu pour effet de les biaiser.

Bien que l'étude présente un cliché instantané des coûts de production de l'électricité par différentes technologies, elle ne démontre pas pour autant la compétitivité absolue de l'énergie nucléaire. Comme toute autre étude, les *Coûts prévisionnels de production de l'électricité* se fondent sur un certain nombre d'hypothèses communes concernant le taux d'actualisation ou le prix du carbone et des combustibles fossiles. De même, les calculs reposent sur une méthodologie, dite « du prix moyen de l'électricité », selon laquelle tous les risques sont compris dans le taux d'intérêt ou d'actualisation qui, lui-même, détermine le coût du capital. En d'autres termes, ni les risques concernant le prix de l'électricité produite par l'énergie nucléaire et les autres énergies renouvelables, ni ceux concernant les combustibles fossiles, tels le charbon et le gaz, ne font l'objet de considérations particulières. Les décisions des investisseurs privés, cependant, dépendront dans une large mesure de l'évaluation individuelle de ces risques.

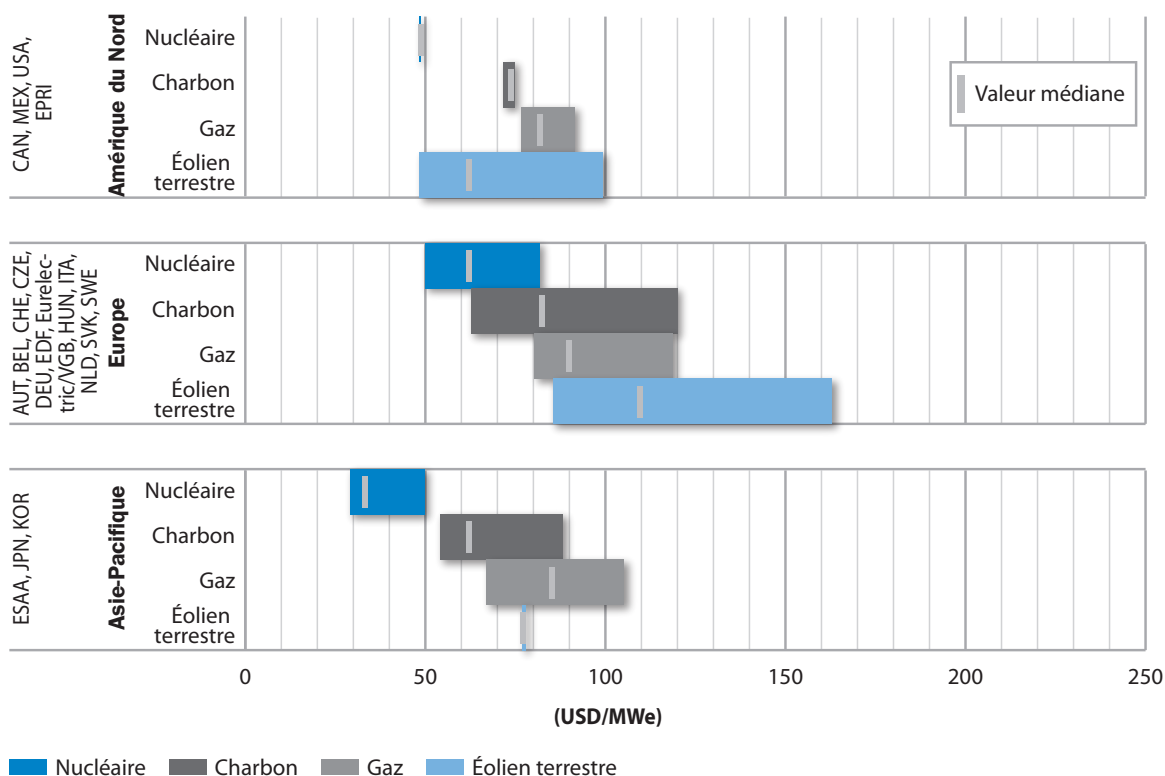
La compétitivité de l'énergie nucléaire dépend de trois facteurs différents qui peuvent varier considérablement d'un marché à l'autre en fonction des taux d'intérêt ou des prix du charbon et des combustibles fossiles, ainsi que de la volatilité des prix de l'électricité. Tous ces facteurs sont abordés successivement dans les paragraphes qui suivent.

Taux d'intérêt et coût du capital

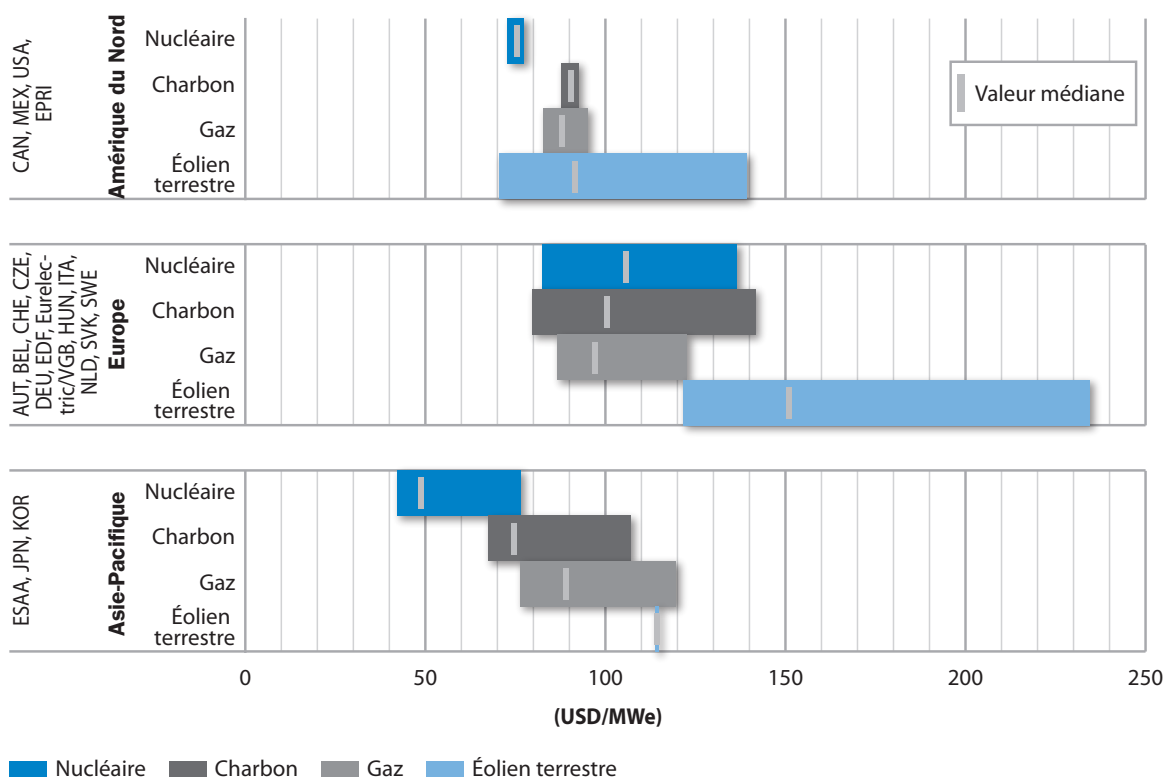
Le risque générique – mais non celui qui est spécifique à la technologie – de faire des affaires dans un pays donné se reflète dans le taux d'actualisation ou d'intérêt et conditionne le coût du capital. Cela affecte les technologies nécessitant beaucoup de capital, comme l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables par rapport à des technologies nécessitant moins de capital, comme les centrales à gaz. À des taux d'intérêt de 5 à 10 %, les coûts d'investissement fixes varient entre 11 et 17 % des coûts sur la durée de vie des centrales à gaz, de 26 à 40 % pour les centrales à charbon, de 59 à 76 % pour les centrales nucléaires et de 78 à 85 % pour les parcs éoliens (AIE/AEN, 2010). L'éventail est plus étendu pour les centrales nucléaires et à charbon, parce qu'il faut plus de temps pour les construire, ce qui signifie que, à des taux d'intérêt plus élevés, le coût du crédit pèse plus lourd pendant la construction que pour les autres technologies.

*M. Jan Horst Keppler (jan-horst.keppler@oecd.org) travaille dans la Division du développement de l'énergie nucléaire de l'AEN.

Fourchettes régionales des coûts moyens actualisés de l'électricité pour les centrales nucléaires, à charbon, à gaz et les parcs éoliens terrestres (à un taux d'actualisation de 5 %)



Fourchettes régionales des coûts moyens actualisés de l'électricité pour les centrales nucléaires, à charbon, à gaz et les parcs éoliens terrestres (à un taux d'actualisation de 10 %)



La réduction de la durée ou des délais de construction représente donc un facteur important pour évaluer la compétitivité de l'énergie nucléaire. Abaisser les délais de sept à quatre ans d'une centrale normale, par exemple, ferait diminuer l'ensemble des coûts de capital de 13 et de 7% à raison d'un taux d'intérêt annuel respectif de 10 et 5 %¹.

On pose souvent la question de savoir si un taux d'intérêt aussi bas que 5 % n'est pas irréaliste dans le cas d'une société privée, compte tenu du fait que le taux d'intérêt correspond aux profits attendus par les investisseurs qui mettent leurs capitaux à disposition. Cet élément est effectivement, de toute première importance, car si 5 % est un taux réaliste, l'énergie nucléaire devient aisément la source la plus concurrentielle pour produire de la charge de base sans interruption. Par ailleurs, plus les taux réels se rapprochent de 10 %, plus il est difficile de formuler le même jugement.

La première réponse à pareille question serait que les calculs utilisés ici ainsi que dans l'étude se fondent sur des taux d'intérêts réels qui sont nets d'inflation. Toutefois, lorsqu'une banque précise un taux donné ou qu'un investisseur impose un taux de rendement minimal pour son remboursement de capital, elle annonce des taux nominaux donnés en fait. Cela veut dire qu'un taux d'intérêt réel de 5 % doit être comparé à un taux d'intérêt nominal de 7 %, qui comprend 2 % d'inflation, soit une pratique répandue qui est loin d'être irréaliste. En ce qui concerne le coût d'un prêt commercial, un taux d'intérêt de 7 % ne saurait être considéré en aucun cas comme faible. En décembre 2009, le rendement nominal moyen (taux d'intérêt) des investissements américains de première qualité dans les obligations de société (cotés BBB ou plus haut) était de 4,6 %. Le rendement nominal moyen des obligations à rendement élevé (« à haut risque ») était de 9,8 %. Le rendement des obligations de sociétés américaines, en tenant compte de l'inflation à la fin de 2009, variait entre 2 % pour les obligations de première qualité et 7,8 % pour les obligations à rendement élevé. Étant donné que très peu de compagnies d'énergie font partie de la catégorie « à haut risque », un taux d'intérêt réel de 5 % semble très réaliste, voire une hypothèse généreuse pour le prix du capital financé par l'emprunt.

Le véritable problème est légèrement différent. Dans un marché de l'électricité libéralisé, aucune société ne saurait financer tous ses investissements, même avec l'aide de prêteurs en capitaux relativement frileux face aux risques². Dans ce cas, il faudrait qu'une part importante de l'investissement soit étayée par des investisseurs en actions qui auraient des parts directes dans le projet et qui seraient prêts à faire face à des risques plus grands, comme ceux qui sont liés aux marchés et aux prix. Des risques supérieurs signifient, cependant, des remboursements moyens qui sont aussi plus importants, et donc, que les investisseurs en actions peuvent exiger des taux nominaux oscillant entre 10 et 15 % selon la nature du projet. Les coûts des capitaux empruntés

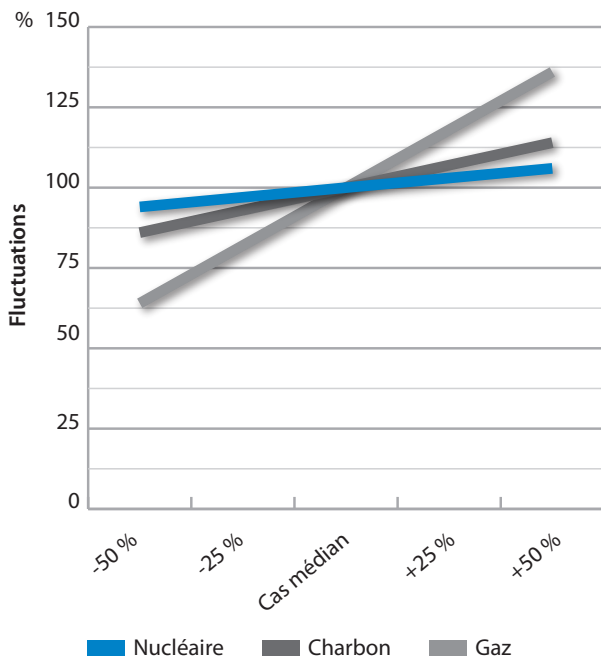
et des capitaux levés en actions, une fois pondérés en fonction de leur part respective dans le financement, forment tous deux ce qu'il est convenu d'appeler le « coût moyen pondéré du capital » (CMPC). Si, par exemple, le coût des capitaux empruntés était fixé à un taux nominal de 5 %, que le taux nominal du coût des capitaux propres était de 15 % et que les parts respectives étaient strictement égales, le CMPC nominal et le coût réel du capital net d'inflation atteindraient alors respectivement 10 et 8 %. D'après une analyse de l'AIE sur le coût total de financement des compagnies d'électricité américaines, le CMPC était de 10,5 % pendant le quatrième trimestre de 2008 (AIE, 2009), soit un taux réel 8,5 %. Compte tenu du fait que la crise financière a culminé à la fin de 2008, on peut sans doute supposer que ces chiffres sont plutôt exceptionnellement hauts. Nous pouvons donc conclure que le coût total réel du capital pour les sociétés d'électricité est probablement de l'ordre de 7 à 9 % réels ou de 9 à 11 % nominaux. Combiner deux taux réels de 5 et 10 % assure donc un spectre très réaliste.

Prix du carbone et des combustibles fossiles

Le second facteur décisif qui détermine la compétitivité de l'énergie nucléaire est le prix du carbone ou des émissions de CO₂. L'édition de 2010 des *Coûts prévisionnels de production de l'électricité* a estimé pour la première fois un prix de 30 USD par tonne de CO₂, qui primerait tout au long de la durée des projets de production. Cette somme est plus élevée que le prix actuel d'environ 16 EUR (21 USD) selon le Système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE). Toutefois, elle est de beaucoup inférieure à ce que la plupart des modélisateurs indiquent comme le prix explicite ou implicite qui devrait dominer afin de stabiliser les émissions partout dans le monde à un niveau qui limiterait l'augmentation des températures moyennes mondiales à 2°C avant 2050³. Bien que les calculs estimatifs des prix nécessaires pour atteindre une telle stabilisation varient considérablement, il ne fait aucun doute qu'ils devront dépasser largement 100 USD par tonne de CO₂, voire probablement plus de 200 USD. On s'attend donc de façon réaliste que les prix du carbone montent, et peut-être même en flèche, au cours des prochaines décennies.

L'avantage concurrentiel de l'énergie nucléaire dans un tel contexte est clairement de produire la charge de base qui n'émette presque pas de carbone, qui soit à des coûts variables, mais tout de même stables, et qui échappe à toute fluctuation liée au régime climatique mondial. Le combustible que l'énergie nucléaire concurrence le plus directement est le charbon qui émet 0,8 t de CO₂ par mégawatt-heure dans le cas d'une centrale ordinaire au charbon (AIE/AEN, 2010). Le simple fait de doubler le prix du charbon augmenterait son coût total de 30 à 37 %, tandis que pour une centrale à cycle combiné à gaz rejetant 0,35 t de CO₂ par mégawatt-heure, les coûts varieraient entre 11 et 12 %. De toute évidence,

Fourchettes du prix moyen de l'électricité selon les différentes technologies en réponse aux fluctuations du prix du combustible



Source : Données de l'AIE/AEN (2010).

les prix du carbone constituent donc un facteur décisif pour déterminer la compétitivité de l'énergie nucléaire. Il ne faut donc pas être étonné si les investisseurs potentiels dans de nouvelles centrales électronucléaires au Royaume-Uni, par exemple, font des pressions sur le gouvernement britannique pour qu'il impose une taxe carbone d'environ 30 EUR (40 USD) par tonne de CO₂ (Johnson, 2010), ce qui ne ferait que renforcer naturellement la compétitivité de l'énergie nucléaire.

Selon l'étude de l'AIE/AEN, le même raisonnement s'applique aux prix des combustibles fossiles. Même en doublant le prix de l'uranium, le coût total de l'électricité produite par une centrale nucléaire n'augmenterait que de 10 %. En revanche, doubler le prix des combustibles fossiles augmenterait de 70 % ou de 61 USD par mégawattheure ! Dans le cas du charbon, le coût total grimperait d'environ 25 % ou de 18 USD. La stabilité des coûts variables constitue donc un avantage concurrentiel spécifique de l'énergie nucléaire. En toute franchise, cependant, il ne faut pas écarter la faible possibilité que les prix du gaz baissent au cours des prochaines années à cause de surinvestissements imputables à l'espoir incessant de voir escalader les prix du gaz. Les choix énergétiques se décident cependant à long terme. Aujourd'hui, la décision de construire une centrale nucléaire peut engager une société pour un siècle, si l'on tient compte de la construction, du déclassement et du démantèlement. Il existe donc

une véritable probabilité que les prix du gaz et du charbon augmentent au cours de cette période. Pour une grande compagnie d'électricité qui dirige des affaires à long terme, il est donc presque indispensable de disposer d'un portefeuille qui comprenne des intérêts importants dans le nucléaire, afin de se prémunir contre toute augmentation éventuelle des prix du charbon, du gaz et du carbone au cours des 10, 30 ou même 50 prochaines années.

Volatilité des prix de l'électricité et types de marché

Le troisième aspect principal qui joue sur la compétitivité de l'énergie nucléaire est le plus technique, dans la mesure où il renvoie au risque des différentes technologies d'être exposées à la volatilité des prix de l'électricité. Son incidence varie donc énormément avec le format de l'organisation du marché, et surtout en fonction du fait que les prix sont libres ou réglementés.

Bien que les prix du gaz puissent être très volatils sur des marchés libéralisés, ceux qui investissent dans les centrales à gaz sont protégés, dans une certaine mesure, contre la fluctuation des cours, étant donné que le gaz servant à produire de l'électricité est le combustible le plus sujet aux variations les plus fortes et fixe donc souvent le prix de l'électricité. En d'autres mots, si les prix du gaz augmentent ou diminuent, il en ira de même des prix de l'électricité, si bien que les profits nets de l'investisseur – lesquels représentent son seul risque véritable – demeurent toujours les mêmes. Les investisseurs qui s'engageraient plutôt dans l'énergie nucléaire s'exposeraient à une plus grande volatilité des profits, précisément parce que les coûts resteraient stables, tandis que les revenus varieraient.

Ainsi, il existe donc un décalage entre les incitations publiques et privées. D'un point de vue social, des coûts variables, mais tout de même stables, et des prix stables de l'électricité produite par l'énergie nucléaire seraient évidemment favorables à l'investissement, aux consommateurs industriels et individuels. Cependant, vu le mécanisme spécial qui est en vigueur pour fixer les prix sur le marché de l'électricité, seule la technologie du gaz engendre des profits, en bénéficiant d'une couverture automatique par l'alignement de ses coûts variables et des prix de l'électricité. L'énergie nucléaire, en dépit de sa contribution à la stabilité des prix de long terme sur les marchés de l'électricité ne profite pas d'une telle couverture automatique. Le charbon se maintient à peu près au milieu, dans la mesure où les prix du charbon et du gaz varient fréquemment de pair.

La volatilité des prix de l'électricité joue aussi sur les profits attendus de l'électricité produite grâce au gaz et à l'énergie nucléaire par une autre voie. Selon que les taux d'intérêt sont estimés à 5 ou 10 %, les taux d'investissement fixes des centrales à gaz varient entre 11 et 17 % de l'ensemble des coûts pour toute leur durée de vie contre 59 à 76 % pour

les centrales nucléaires (AIE/AEN, 2010). Cela signifie que les investisseurs font face à divers risques réels, si les prix de l'électricité tombent temporairement ou pour de bon en deçà des coûts moyens. Dès que les prix passent sous la barre des coûts variables de production par gaz, cette production s'interrompt, mais la production électronucléaire, elle, se poursuit. Ce qui semble à première vue un désavantage par comparaison s'avère en réalité une force dans l'adversité. Tout investisseur dans la production par gaz abandonnera alors ce secteur à un prix relativement faible (coût du capital), tandis que tout investisseur dans le nucléaire y perdra proportionnellement davantage, dans la mesure où il risque peu de recouvrer l'ensemble de ses capitaux, même s'il continue à tirer de faibles profits tout au long de l'exploitation de la centrale.

Afin d'assurer la compétitivité et l'attrait de l'énergie nucléaire aux yeux des investisseurs, celle-ci se doit donc de maintenir la stabilité des dispositions pour fixer les prix. Deux moyens existent pour y parvenir. Tout d'abord, il est possible de réglementer les prix et d'établir ainsi un barème donné. De toute évidence, il ne saurait s'agir d'une coïncidence si parmi les 21 projets de nouvelles centrales nucléaires aux États-Unis, 19 ont été entrepris sur des marchés réglementés⁴. L'autre solution sur des marchés libéralisés serait d'établir des contrats d'approvisionnement à long terme. Des dispositions de couverture à long terme fixant des prix stables de l'électricité présentent en effet une solution de rechange qui est activement explorée à l'heure actuelle⁵. Toutefois, toute adoption à grande échelle pourrait souffrir d'une liquidité limitée sur les marchés pour les contrats de gré à gré sur plusieurs années et entraîneraient donc des coûts de financement supplémentaires.

Conclusion

La compétitivité réelle de l'énergie nucléaire ne peut être déterminée une fois pour toutes en un simple résumé. Il est clair que dans tout environnement où les coûts de financement sont faibles, les prix du carbone sont élevés et les prix de l'électricité sont stables, la compétitivité de l'énergie nucléaire est manifeste. D'autre part, dans un environnement où les coûts de financement sont élevés, les prix du carbone faibles ou nuls et les prix de l'électricité sont volatils, le dossier économique de l'énergie nucléaire est plus difficile à défendre. Les deux observations s'appliquent aussi aux énergies renouvelables qui, tout comme l'énergie nucléaire, sont des technologies dont les coûts fixes sont élevés, mais qui rejettent peu de carbone.

En emboîtant le pas des observations qui précèdent, afin de soutenir la compétitivité de l'énergie nucléaire à long terme l'industrie nucléaire et les gouvernements devraient :

1. mettre au point des mécanismes financiers, grâce au soutien d'investisseurs à long terme

qui maintiendraient les coûts de financement au minimum ;

2. aider à établir un prix du carbone stable sur le long terme, peut-être de concert avec l'industrie des énergies renouvelables ;
3. aider à créer des conditions de marché qui réduisent la volatilité des prix de l'électricité au minimum, peut-être aussi de concert avec l'industrie des énergies renouvelables.

Pour le moment, l'industrie et les gouvernements viennent tout juste d'aborder le premier objectif. Toutefois, la compétitivité du secteur, qui est établie depuis longtemps, dépendra aussi des progrès qu'ils accompliront en traitant les deuxième et troisième objectifs.

Notes

1. Les calculs tiennent seulement compte de l'effet du coût du capital avec des coûts d'investissement nets (hors intérêts) constants. Normalement, on s'attendrait à des économies complémentaires d'une réduction des délais de construction. Le point le plus évident est sans doute le coût de la main-d'œuvre qui devrait être versé sur une durée moins longue.
2. En effet, les considérations qui suivent ne s'appliquent seulement qu'à des marchés de l'énergie entièrement libéralisés. Sur les marchés où les gouvernements forment les actionnaires principaux des compagnies d'électricité, les coûts de financement pourraient être inférieurs. Même un financement par dette à 100 % pourrait alors être envisagé.
3. Selon *The Economics of Climate Change: The Stern Review* (Les Aspects économiques du changement climatique : le rapport Stern) qui fait autorité en la matière, une telle augmentation aussi limitée correspondrait à une réduction des émissions annuelles mondiales de 50 % et à une réduction des émissions d'environ 80 % dans les pays de l'OCDE. Comme on pouvait s'y attendre, elle prévoit un quasi-doublement de la capacité nucléaire mondiale qui devrait atteindre 700 MWe avant 2050 dans le cadre des mesures à prendre pour stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre.
4. Voir www.nrc.gov/reactors/new-reactors/new-licensing-files/expected-new-rx-applications.pdf.
5. Voir le projet français Exeltium à http://medias.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/Presse/Communiqués/EDF/2010/cp_20100325.pdf.

Références

- AIE (2009), *World Energy Outlook*, AIE, Paris.
- AIE/AEN (2010), *Coûts prévisionnels de production de l'électricité : Édition 2010*, AIE et OCDE/AEN, Paris.
- Johnson M. (2010), "Reforms to help low-carbon electricity generators", *Financial Times*, 25 mars 2010.
- Stern N. (2007), *The Economics of Climate Change: The Stern Review*, Cambridge University Press.