

**APRES FUKUSHIMA : éléments pour l'évaluation économique et
environnementale des choix de production électrique**

I. Enseignements des scénarios d'abandon progressif du nucléaire

1. L'ajustement dépend crucialement de l'intensité des politiques climatiques, donc du prix du carbone. Parmi les scénarios envisagés dans le cadre du projet « Secure »¹, figurait celui d'un accident nucléaire conduisant à l'arrêt des commandes de nouvelles centrales au niveau mondial. L'étude montre que les conditions d'ajustement du « mix » électrique dans un tel contexte dépendent crucialement des hypothèses faites par ailleurs sur le prix du carbone, et sur les perspectives de décollage de la capture stockage du carbone (CSC). Avec un prix du carbone suffisant pour rendre compétitive la séquestration du carbone, l'adaptation consiste en un déplacement massif du parc de production vers cette technologie, qui équiperait alors plus de la moitié des centrales recourant aux combustibles fossiles à l'horizon 2050. Si cette option n'était pas disponible, donc dans les scénarios qui cumulent sortie du nucléaire et indisponibilité de la CSC, on assisterait à une augmentation importante des émissions de CO₂, représentant un réchauffement supplémentaire de l'ordre de 1°C, par rapport aux scénarios compatibles avec l'objectif de 2°C.

2. Ces résultats illustrent les enjeux associés à la « décarbonation » des systèmes électriques, pour la maîtrise du risque climatique. D'une part, les possibilités d'ajustement par simple réduction de la demande apparaissent en effet insuffisantes, les scénarios « efficacité énergétique et bas carbone » étant souvent associés à un accroissement de la part de l'électricité dans les usages énergétiques, dû au développement de la voiture électrique, par exemple. D'autre part, les combustibles fossiles demeurant abondants, un rapprochement du « peak oil » accélère la mise en exploitation d'hydrocarbures certes plus chers et souvent « sales » (sables asphaltiques, gaz de schiste, biocarburants...), mais dont les ressources sont actuellement revues à la hausse, ou du charbon. Dans ces conditions, la transition vers une économie mondiale décarbonée n'est pas spontanée. Elle nécessite un prix du carbone spécifique et suffisant.

3. Par ailleurs, les ajustements à opérer dans un tel contexte ont un coût, économique et environnemental. Si des possibilités de substitution existent en effet, celles-ci sont loin d'être parfaites, avec comme interrogation majeure la possibilité d'un développement massif de la CSC, par exemple. De manière générale, les contraintes de temporalité de la demande, de

¹ Projet européen FP7 d'analyse des fondamentaux du système énergétique mondial à l'horizon 2050, auquel participe notamment l'équipe du LEPII-EDDEN (Université de Grenoble-CNRS, modèle POLES).

localisation, d'intermittence des sources renouvelables, et de réseau, impliquent que les « mix » optimaux soient relativement diversifiés, quand on se situe au niveau mondial.

Même si (cf. infra) les coûts externes du nucléaire sont à réévaluer suite à l'accident de Fukushima, la compétitivité du nucléaire semble devoir se situer encore au niveau le plus favorable, relativement, pour la production d'électricité en base à moyen et long terme, dans les pays aptes à en maîtriser la sécurité et la sûreté, et sous réserve d'une organisation industrielle propre à tirer parti des effets de série². Evidemment l'introduction d'un prix du carbone significatif ne fera que creuser l'écart par rapport au thermique classique sans séquestration.

Dans les scénarios à l'horizon 2100 réalisés par le LERNA³, la part du nucléaire atteignait de ce fait de l'ordre de 20% en l'absence de contrainte climatique, et près du quart pour le scénario 550 ppm. Qualitativement ceux-ci illustraient les mêmes types d'enchaînements que ceux décrits précédemment en cas de retrait du nucléaire : report sur le charbon en l'absence de contrainte climatique ; et sur les renouvelables ou la CSC pour satisfaire une contrainte de type 550 ppm. Dans ce cas, le coût de l'abandon du nucléaire se reflétait dans la valeur carbone (représentative du coût marginal d'abattement des émissions de CO₂), qui doublait à l'horizon 2100.

4. La réévaluation systématique des coûts de référence économiques et sociaux des différentes filières est cependant essentielle, car c'est à partir de leur comparaison que peuvent s'élaborer les choix. Sans préjuger de ses résultats, les scénarios décrits ci-dessus reflètent un tableau assez robuste, caractérisé par : des coûts de référence de l'électricité produite assez proches, entre nucléaire, gaz et charbon, se situant dans une fourchette de 60 à 80 €/MWh, quand on se place à l'horizon 2020, avec un prix du carbone de l'ordre de 25 €/t CO₂. Mais il faut prendre en compte que les centrales thermiques à charbon émettent 0,8 t de CO₂ par MWh, celles à gaz 0,4 t. Ceci affecte les compétitivités relatives aux horizons ultérieurs, étant rappelé que le rapport Quinet envisageait, pour être cohérent avec les scénarios facteur 4, un prix du carbone de 100 € par tonne de CO₂ à l'horizon 2030 et compris dans une fourchette de 150 à 350 €/t CO₂ en 2050. Par ailleurs, la CSC apparaît justifiée lorsque ce prix atteint 80 €/t CO₂ environ.

5. Le surcoût pèsera sur les consommateurs ou les contribuables. La stratégie allemande qui se met en place est ici illustrative. Elle combine une politique active pour se forger un avantage compétitif dans les renouvelables, que l'on fait essentiellement financer par l'augmentation du prix de l'électricité aux particuliers⁴. En revanche, les industriels intensifs en énergie semblent protégés de tout fardeau complémentaire. Il conviendra cependant de suivre cela avec attention, pour s'assurer que ce choix d'abandon du nucléaire ne soit pas « reporté » in fine sur d'autres, par le biais de politiques nationales créatrices de distorsions sur les marchés correspondants ou sur celui de l'électricité.

² A plus court-terme, l'appréciation dépend du prix du gaz et du prix du CO₂, et de l'analyse des enjeux de sécurité d'approvisionnement. D'autres éléments, de nature industrielle ou d'entretien des compétences, sont aussi à prendre en compte.

³ Moreaux et al., Université de Toulouse.

⁴ Sur les problèmes redistributifs posés par la déformation des prix relatifs des ressources naturelles et fossiles, voir le rapport du CEDD « préservation de l'environnement, équité, et accès aux services essentiels » (2011).

6. L'ensemble des observations qui précèdent conduit à souligner que l'ajustement sera d'autant moins coûteux du point de vue économique et environnemental que les cadres de régulation seront transparents, chaque énergie supportant l'ensemble de ses coûts externes. Pour toutes les énergies fossiles, le prix du carbone apparaît en effet comme une variable-clef pour orienter les scénarios d'ajustement. Mais il faut aussi considérer les dommages très importants, au plan local et global, qui sont associés à l'extraction de ressources fossiles non conventionnelles. Au delà, le choix de la place dévolue au nucléaire devrait résulter d'arbitrages socio-économiques⁵, propres à chaque société. Mais il faut, pour éclairer ces arbitrages, que les coûts de long terme du nucléaire intègrent, outre le démantèlement et la gestion des déchets (cf. loi « Bataille »), le risque d'accident réévalué, même si le poids de celui-ci dans ces coûts demeure limité.

II. L'internalisation du risque d'accident dans l'évaluation des coûts du nucléaire.

7. Les coûts de sûreté sont intégrés essentiellement dans les coûts d'équipement et de gestion des parcs électro-nucléaires, pour satisfaire aux règles fixées par les autorités de sûreté. A cet égard, le retour d'expérience des accidents passés conduit systématiquement à des adaptations. Suite à celui de Three Miles Island, furent alors prescrits, par exemple : le doublement des salles de contrôle ; la modification des soupapes ; le renforcement des sources d'électricité autonomes ; l'installation de recombineurs d'hydrogène et de filtres à sable etc. L'impact correspondant sur le coût du kWh demeura cependant limité⁶. Le travail de l'ASN suite à Fukushima relève de cette même démarche, le retour d'expérience sur cet accident amenant, par exemple, à réexaminer la protection des piscines de combustibles.

De même, le renforcement des exigences de sécurité explique une partie⁷ de l'évolution des coûts entre les réacteurs à eau pressurisée de génération II, et l'EPR (génération III).

8. Mais il faut aussi évaluer le risque non « éliminé ». En effet, « le risque-zéro » n'existe pas, ou il serait excessivement coûteux. En conséquence, il convient d'évaluer avec la plus grande rigueur le risque résiduel. L'ignorer est de plus source de confiance excessive, et n'incite pas à développer les stratégies efficaces en cas de catastrophe, alors que celles-ci sont déterminantes pour contenir l'ampleur des dommages potentiels.

La juxtaposition de scénarios déterministes et de risques supposés « acceptables » ne remplace pas une appréciation explicite des queues des distributions de probabilités pouvant résulter de combinaisons complexes d'aléas défavorables, en situation de catastrophe naturelle (« Cat-Nat ») notamment. Une telle démarche est aussi nécessaire pour optimiser les équipements, comme cela a été le cas, par exemple, pour la conception de l'EPR face à l'augmentation des températures de l'air ambiant et de la source froide, du fait du changement climatique.

⁵ Alors que les exercices décrits ci-dessus prenaient l'arrêt des commandes de nouvelles centrales comme *une hypothèse*.

⁶ Contrairement à la situation qui avait conduit antérieurement à l'abandon de la filière graphite-gaz

⁷ L'évolution du coût des matériaux est un autre élément déterminant.

Pour les pouvoirs publics, cette appréciation du risque résiduel est d'autant plus importante que les entreprises électriques sont inévitablement en situation de responsabilité « limitée » face à ce type de risque⁸.

9. Certes, l'évaluation du coût associé à la combinaison d'une faible probabilité et d'un dommage potentiel très lourd est délicat. Mais cela n'autorise, ni à considérer l'un pour zéro, ni l'autre pour l'infini.

S'agissant de la probabilité, on est confronté à un problème d'inférence statistique, du fait du nombre limité d'observations. Deux remarques peuvent cependant être prises en compte. La première, pour ne pas exagérément surestimer le risque, est qu'il est légitime de ne pas transposer directement à la situation française une probabilité moyenne observée à partir de Tchernobyl et Fukushima, alors que les standards de sûreté et l'exposition aux risques « Cat-Nat » sont objectivement différents. Inversement, on ne doit pas se référer exclusivement à des calculs théoriques de risque, surtout s'ils conduisent à une estimation sensiblement inférieure à ce que suggère l'observation. Plus fondamentalement, ce problème d'inférence implique que la réévaluation régulière et transparente de ce risque soit en elle-même un élément de gestion de la politique énergétique, au sein d'une stratégie d'acquisition permanente de l'information pertinente sur les risques, et une gouvernance de ce processus.

Par ailleurs, quoique le recul sur Fukushima demeure encore insuffisant, l'ordre de grandeur du coût total de la catastrophe nucléaire semble être de quelques dizaines de milliards d'euros, l'évacuation rapide de la zone potentiellement exposée ayant limité le risque sanitaire. En revanche, il faut compter, outre les pertes de capital, les effets environnementaux liés à la dissémination du Césium (eau, alimentation). La monétarisation de ces risques sous la forme d'un élément de coût du kWh soulève incontestablement des questions méthodologiques difficiles, car on se situe plutôt dans le domaine de la précaution. Les formules issues de la Finance, qui se réfèrent à des lois normales, et à des risques bien diversifiables, ne sont sûrement pas applicables. Mais d'autres démarches, qui accordent plus d'importance aux événements extrêmes, semblent envisageables.

10. La transparence sur les méthodes utilisées est cruciale. Plus généralement, on voit bien en effet le rôle de l'information du public pour assurer l'acceptabilité des décisions prises en matière énergétique.

11. Quel type de prospective ? Confronté à l'évaluation du coût de la « non action » face au risque climatique, Stern avait su innover. Les controverses qui s'en sont suivies ont permis de mieux poser les conditions de ce type d'évaluation. Forts de cette expérience, et de travaux antérieurs sur les coûts externes de l'énergie (notamment tout ce qui a été produit autour du projet « ExternE⁹ »), ceci suggère que les scénarios de prospective énergétique post-Fukushima devraient être conçus dans le même esprit que le rapport Stern : en explicitant des scénarios probabilisés, non seulement de catastrophe nucléaire, mais pour l'ensemble des aléas déterminants des scénarios énergétiques ; et en reconnaissant, lorsqu'il le faut, le

⁸ D'où l'importance de considérer aussi les mécanismes de partage de ce risque, pour définir les arbitrages satisfaisants entre responsabilisation et mutualisation.

⁹ Evaluation de coûts externes de la production d'électricité, nom générique d'une série des projets de recherche de la Commission Européenne dans les années 90 et 2000.

caractère subjectif des distributions de probabilités utilisées, dans des conditions de parfaite transparence.

* * *

* *

Suffisamment d'enjeux publics sont en jeu pour se livrer à un tel exercice, au profit d'une meilleure transparence et lisibilité des politiques publiques, et d'une confiance accrue de la part des entreprises et du public.