

Déclassement progressif du parc nucléaire français : impacts économiques et géopolitiques

Progressive Decommissioning of French Nuclear Power Plants: Economic and Geopolitical Impacts

Pierre Noël

Institut d'Economie et de Politique de l'Energie (IEPE)
BP 47 - F-38040 GRENOBLE CEDEX 9

noel@iepe.upmf-grenoble.fr

Septembre 1998

INTRODUCTION

La structure de l'approvisionnement énergétique primaire français est aujourd'hui dominée par le pétrole importé et par l'électricité primaire (d'origine nucléaire ou hydraulique) chacune de ces deux sources représentant à elle seule environ 40 % du total. Le poids du gaz naturel est moins important (13 %) mais il augmente rapidement, alors que la part du charbon continue au contraire à décroître (moins de 6 % aujourd'hui). Les énergies nouvelles et renouvelables représentent un peu moins de 5 % du total.

A l'horizon 2010, aucun bouleversement majeur n'est à prévoir, mais on assistera à une baisse modérée de la part de l'électricité primaire, alors que la montée du gaz naturel se confirmera. A 2020 et au-delà, les perspectives sont beaucoup plus ouvertes. Elles dépendront essentiellement des décisions relatives au renouvellement du parc de production d'électricité. Selon la durée de vie de la première génération de réacteurs nucléaires et selon que ces réacteurs seront remplacés par du nucléaire ou non, la structure de l'approvisionnement énergétique français pourrait être profondément transformée.

En cas de substitution, partielle ou totale, de centrales à énergies fossiles au parc nucléaire actuel, cette transformation aurait des conséquences importantes sur la « dépendance énergétique » extérieure. Cette note a pour but d'en présenter les dimensions économiques et géopolitiques. Mais nous exposerons d'abord les facteurs d'évolution de la structure du parc de production électrique français d'ici 2020.

I — LA STRUCTURE DU PARC DE PRODUCTION ELECTRIQUE D'ICI 2020

Le parc de production est dominé par le nucléaire et connaît d'importantes surcapacités (EDF exporte environ 15 % de sa production). Compte tenu de la croissance modérée de la demande anticipée d'ici 2010, le parc ne devrait pas connaître de changements marquants à cet horizon de temps. Passé cette date en revanche, se pose le problème du renouvellement des premières tranches nucléaires issues du plan Messmer de 1974, dans l'hypothèse d'une durée de vie de 30 ans. EDF privilégie aujourd'hui une durée de vie de 40 ans qui repousse les échéances, mais ne modifie pas la problématique. Celle-ci est dominée par la concurrence nucléaire / gaz d'une part, par la prise en compte des émissions de CO₂ d'autre part et enfin, par l'introduction de la concurrence dans la production électrique.

1. Economie de la production électrique : gaz contre nucléaire

La comparaison des coûts de production électrique en « base » (c'est-à-dire pour des centrales fonctionnant au moins 4000 heures par an) a toujours montré la supériorité économique du nucléaire sur les moyens concurrents (charbon, pétrole, gaz). Pour la première fois en 1997, les « coûts de référence » établis par la DIGEC (Ministère de l'Industrie) indiquent, sous certaines hypothèses de prix du gaz naturel et du cours du dollar, que les coûts de production des turbines à gaz en cycle combiné égalent ceux des centrales nucléaires pour la production en base. Précisément, les calculs de la DIGEC font apparaître un point d'équilibre des coûts des deux filières à 7100 heures d'appel annuel : en deçà le cycle combiné est moins cher, au-delà le nucléaire reste compétitif.

Ce changement s'explique par les progrès technologiques accomplis dans la filière gaz (le cycle combiné à gaz s'impose comme nouveau « paradigme technologique » dans la production d'électricité au niveau mondial) et par la baisse des prix du gaz naturel.

2. L'introduction d'un coût du carbone

Les préoccupations liées au réchauffement climatique ont conduit à la mise en place progressive d'un régime international de limitation des émissions de CO₂. Les premiers engagements concrets ont été pris en décembre 1997 lors du sommet de Kyoto : 39 pays industrialisés se sont engagés à réduire collectivement leurs émissions de 5,2 % d'ici 2008 à 2012, par rapport au niveau de 1990 — les objectifs étant différenciés selon les pays. L'UE a négocié une réduction collective de 8 % qu'elle a réparti entre ses membres : la France, faible émettrice du fait de son parc nucléaire, doit stabiliser ses émissions au niveau de 1990.

Il n'y aura pas de taxe sur le carbone mais un marché international de « permis d'émission », destiné à permettre un arbitrage entre la conformation à son objectif et l'achat de permis — le volume total des permis en circulation garantissant l'atteinte de l'objectif collectif. Il y aura donc bien une valeur attribuée à la tonne de carbone émise (ou évitée), même si celle-ci n'est pas connue aujourd'hui. Or ceci modifie

assez fortement la compétitivité relative du nucléaire par rapport aux filières à énergies fossiles : en prenant une valeur du carbone de 100 \$ par tonne ou 10 \$ par baril équivalent pétrole (valeur avancée par l'UE lors de son projet d'écotaxe) le surcoût aux dépens du gaz serait de 6 cts/kWh. Une telle valeur ramènerait la durée d'équilibre entre nucléaire et turbine à gaz de 7100 h à 4500 h d'appel annuel : au-delà, c'est le nucléaire qui redevient compétitif.

3. Les choix économiques dans un système électrique libéralisé

Le contexte institutionnel dans lequel seront prises les décisions aura un impact fort sur le choix entre nucléaire et gaz. En effet, dans un système dominé par un monopole public intégré verticalement, on peut se permettre de rentabiliser sur très longue période les investissements très lourds de la filière nucléaire. D'une part l'exigence d'une rentabilité financière au moins égale à celle du marché des capitaux ne pèse pas sur les décisions ; d'autre part l'incertitude est « absorbée » par la situation de monopole, l'intégration verticale et la garantie de l'Etat.

Mais depuis le lancement de la libéralisation de l'industrie électrique aux Etats-Unis à la fin des années 1970, la tendance est partout à la disparition des monopoles publics intégrés. Les segments production, transport, distribution sont séparés et la concurrence est introduite au moins dans le premier et le dernier. La Commission Européenne promeut cette introduction de la concurrence dans les industries de réseaux (en même temps que l'interconnexion européenne) mais la France, très isolée sur ce dossier, est réticente et défend le « modèle EDF ». La Directive électricité est finalement un compromis où la France a obtenu une situation d'exception assortie d'un calendrier de libéralisation progressive, au moins dans la production. Or l'introduction de la concurrence en production conférerait un avantage important à la technologie des turbines à gaz, nettement moins exigeante en capital.

Conclusion

Le renouvellement des capacités de production électrique en base, actuellement dominées par le nucléaire, se fera sur fond de concurrence économique serrée entre les filières gaz et nucléaire. L'introduction d'une « valeur du carbone » suite aux engagements de Kyoto limiterait sérieusement la plage de compétitivité des turbines à gaz et constituerait donc une forte incitation à renouveler (au moins partiellement) le choix nucléaire de la France. A l'inverse, la libéralisation des industries électriques en Europe et l'introduction progressive de la concurrence en production offriront un cadre institutionnel beaucoup plus favorable au gaz qu'au nucléaire, beaucoup trop intense en capital.

II — IMPACTS D'UNE SUBSTITUTION GAZ / NUCLEAIRE

Nous laissons de côté les facteurs du choix pour étudier les conséquences d'une substitution partielle ou totale du gaz au nucléaire. En effet, le plus probable est que l'option nucléaire soit maintenue mais qu'une partie de la production en base, du moins en demi-base, soit ouverte à la concurrence et passe donc en cycle combiné à gaz. Dans ce cas, la conséquence la plus marquante serait une hausse importante de la part du gaz dans le bilan énergétique français, donc de nos importations gazières. Nous distinguerons les impacts économiques des impacts géopolitiques, non sans nous interroger en conclusion sur cette distinction.

Les scénarios établis par les experts regroupés au Commissariat du Plan (Groupe Energie 2010-2020) serviront de base pour fournir des évaluations chiffrées¹. Nous pourrions comparer les résultats du scénario de remplacement total des capacités nucléaires par du gaz avec le scénario de renouvellement du parc nucléaire.

A/ IMPACTS ECONOMIQUES

Il faut ici distinguer les impacts micro-économiques et industriels des impacts macro-économiques².

1. Impacts micro-économiques

Tout d'abord, il faut rappeler que si le gaz est substitué au nucléaire pour la production en semi-base et pour partie en base, c'est parce que le kWh produit reviendrait moins cher : le premier impact micro-économique serait donc la possibilité d'une baisse du prix de l'électricité. Cela peut se traduire par un gain de compétitivité de nos industries grosses consommatrices d'électricité ainsi que par le dégagement de marges de pouvoir d'achat pour les ménages.

Toujours au plan micro-économique, l'ouverture à la concurrence qui accompagnera le passage partiel au gaz est susceptible d'offrir d'importantes opportunités d'investissements rentables à des opérateurs privés. On rejoint ici les conséquences en matière industrielle : l'ouverture du marché français serait favorable au renforcement d'un pôle d'excellence dans le domaine de la production indépendante. Les pétroliers et les opérateurs industriels français, très présents sur les marchés extérieurs libéralisés, bénéficieraient de l'émergence d'un marché local. Notons que cela pourrait se faire partiellement au détriment du savoir faire français en matière de nucléaire si la substitution gaz / nucléaire était totale.

2. Impacts macro-économiques

Le parc nucléaire français immobilise 800 milliards de francs de capital. Son remplacement, même partiel, par des unités de production moins intenses en capital

1. Commissariat Général du Plan, *Energie 2010-2020 : les chemins d'une croissance sobre* (Paris : La Documentation Française, 1998).

². Une appréciation fine des impacts économiques nécessiterait une démarche modélisée, seule à même de rendre compte des interactions entre phénomènes pour un taux de substitution gaz / nucléaire donné.

serait de nature à garantir une meilleure allocation du capital dans l'économie en fonction des évolutions de l'environnement. Par exemple, l'erreur de dimensionnement du parc nucléaire, liée à la rupture de tendance dans la croissance de la demande, s'est traduite par d'importantes surcapacités³ (transformées notamment en exportations d'électricité), avec une forte irréversibilité du fait de l'impossibilité de désinvestir une fois les centrales construites. De telles situations de « gâchis de capital » sont impossibles dans un système concurrentiel.

Mais c'est l'impact de l'augmentation des importations de gaz naturel qui serait le plus visible. Ici, deux problèmes distincts doivent être évoqués.

- D'une part le poids de ces importations sur les soldes extérieurs de la France : le choix du gaz grèverait notre solde commercial sans contrepartie directe, puisque les montants en jeu seraient sans commune mesure avec la baisse de nos importations d'uranium. Notons que cette augmentation des importations de gaz se doublerait d'une diminution des exportations d'électricité au fur et à mesure que seraient résorbées les surcapacités nucléaires.
- D'autre part le renforcement considérable d'une dépendance vis-à-vis des prix internationaux de l'énergie : en effet, le coût du combustible compte pour plus de 60 % du coût du kWh dans le cas du cycle combiné à gaz, contre une part négligeable pour le nucléaire. Si le marché du gaz naturel restera vraisemblablement détendu en Europe au cours des décennies à venir, le prix conservera toutefois une forte indexation sur le cours du pétrole, beaucoup plus incertain et volatil. Le choix du nucléaire avait isolé le prix de l'électricité des autres formes d'énergie ; le passage au gaz réintroduirait une forte corrélation — à la baisse comme à la hausse. A cela s'ajoute la sensibilité du coût du kWh aux fluctuations du cours du dollar, les importations étant libellées dans cette devise.

B/ IMPACTS GEOPOLITIQUES

Nous présentons d'abord l'impact quantitatif sur la dépendance énergétique française puis étudions, de manière plus qualitative, la signification de celle-ci en termes de sécurité.

1. Impact sur la dépendance énergétique française

En 2020, compte tenu d'une durée de vie des centrales nucléaires de 30 ans, la différence entre le scénario le plus « gazier » et le scénario le plus « nucléaire » est de 50 Mtep de gaz⁴ (60 Mtep contre 10 Mtep). Economiquement, ce surcroît de dépendance correspondrait environ à 10 milliards de dollars annuels en 2020.

La France (comme l'UE en général⁵) a trois fournisseurs de gaz principaux : la Russie, l'Algérie et la Norvège représentant respectivement 50 %, 25 % et 23 % de l'approvisionnement extérieur. La dépendance extérieure de l'Union était de 40 % en

³. La pénurie conjoncturelle de capacités de production, liée à des problèmes de maintenance dans plusieurs centrales, ne doit pas faire oublier la situation de surcapacité nucléaire structurelle, de l'ordre de 25 %.

⁴. La demande totale de gaz en 1997 était de 30 Mtep.

⁵. Le réseau gazier européen étant en voie d'interconnexion, corollaire de la libéralisation, le niveau européen est de plus en plus le niveau pertinent d'appréciation de la dépendance énergétique : l'adéquation offre-demande se fera au niveau européen et non plus national.

1995 mais devrait augmenter rapidement, à mesure de l'épuisement du gaz néerlandais, Allemand et de la partie anglaise de la Mer du Nord. Outre les trois fournisseurs actuels qui devraient contribuer largement à l'augmentation des importations (la Russie et l'Algérie ont des stratégies très offensives sur le marché européen et la Norvège vient de mettre en production le gisement géant de Troll qui alimentera l'Europe pendant au moins 30 ans) le Nigeria, le Qatar et l'Iran pourraient entrer sur le marché européen.

La substitution du gaz au nucléaire aurait donc un impact significatif sur la dépendance énergétique de la France. Dans le scénario gazier, 75 % de la production électrique est à base d'énergie primaire importée, contre moins de 20 % pour le scénario nucléaire.

2. Impact en matière de sécurité énergétique

Le renforcement de la dépendance extérieure est-il synonyme d'une moindre sécurité énergétique ? Plusieurs facteurs indiquent que ce lien est loin d'être assuré.

- Tout d'abord, la ceinture de gaz qui entoure l'Europe (de la Norvège à l'Algérie en passant par la Russie et le Golfe, soit plus des trois quarts des réserves mondiales connues) rend plus probable, au cours des deux décennies à venir, la création d'une « bulle gazière » maintenant un marché détendu qu'une situation de tension sur l'offre.
- Ensuite, la dépendance gazière française se fonde, techniquement et économiquement, dans celle de l'Europe. Les 50 Mtep en jeu dans le choix gaz / nucléaire en France ne changeront pas significativement la situation européenne. Or le marché européen est en phase d'unification totale, tant au niveau physique (interconnexion) qu'au niveau des prix : la dépendance gazière physique est un problème collectif.
- Enfin, l'histoire des importations gazières de la France est porteuse d'un enseignement important : aucune crise politique (forte tension Est-Ouest au début des années 1980, guerre civile algérienne dans les années 1990) n'a occasionné de défection des approvisionnements, si faible soit elle. Le risque-pays pesant sur les importations gazières (énergétiques en général) est toujours présent en théorie mais ne s'est jamais réellement manifesté.

Conclusion

Il semble que la sécurité énergétique de la France ne serait pas significativement affectée par le renforcement de sa dépendance gazière extérieure. D'ailleurs, cette dimension physique de la sécurité énergétique a pratiquement disparu des débats. En fait, c'est la problématique de la « dépendance économique », ou plutôt de l'exposition de notre économie nationale à des évolutions non maîtrisables, qui semble pertinente. Ici, le risque serait, en faisant le choix du gaz, de s'exposer à une forte augmentation du prix du combustible (trouvant son origine dans une crise *pétrolière* par exemple) et/ou du dollar qui se répercuterait directement sur les prix de l'électricité — alors que le nucléaire préserve de ce genre de risques. On voit donc que la frontière entre les dimensions « géopolitiques » et économiques de la sécurité se brouille, à mesure que les relations énergétiques internationales se dépolitisent et

que se renforcent les interdépendances et la concurrence à tous les niveaux.

Rappelons que la complexité des phénomènes en jeu, qui rend difficile l'appréhension prospective des implications des choix possibles, la pluralité des facteurs de choix et des intérêts en présence, et enfin l'inertie politico-institutionnelle conduiront certainement à une solution moyenne : remplacement partiel des capacités nucléaires par des turbines à gaz à la faveur de l'introduction de la concurrence, *et* sauvegarde d'un programme nucléaire limité aux équipements d'une durée d'appel supérieure à 7000 heures annuelles.