

LA SURCAPACITE NUCLEAIRE

Quelle aurait pu être une stratégie d'équipement optimale ?

Antoine BONDUELLE¹

RESUME

On a calculé dans un modèle d'optimisation économique le parc électro-nucléaire nécessaire pour approvisionner la demande intérieure d'électricité réalisée en France entre 1975 et 2001. A cette condition et sans exportations d'électricité, la construction nucléaire est fortement réduite, à 33 GW contre 60 GW dans la réalité. L'absence de chauffage électrique accentue ce résultat en évitant 8GW nucléaires supplémentaires.

La modélisation indique que le parc thermique classique est fortement sollicité puis que des centrales nouvelles au charbon sont construites en fin de période, ce qui entraîne une forte augmentation des émissions de gaz à effet de serre. Ce surcroît d'émissions est fortement limité si la production thermique est basée sur le cycle combiné au gaz.

On discute ensuite des origines de la surcapacité, et des coûts et gains d'opportunité qu'elle a entraîné.

INTRODUCTION

Quelle a été l'ampleur de la surcapacité nucléaire en France durant les deux dernières décennies ? Aurait-on pu l'éviter ? Dans le présent article, on a quantifié la construction de centrales électriques à partir de 1974 sous contraintes dans un logiciel d'optimisation économique des systèmes électriques. Ce modèle, ELFIN, présenté en annexe, a notamment servi à reconstituer les gains économiques obtenus par des programmes d'économie d'énergie² avec le soutien de l'ADEME.

ELFIN détaille le fonctionnement du parc électrique et optimise l'addition de nouvelles ressources. La modélisation prend également en compte ensuite le chauffage électrique dans l'habitat, un usage qui s'est développé de façon nettement plus importante que chez nos voisins européens. Enfin, on a quantifié les conséquences d'un nouvel équilibre du parc de production sur les émissions de gaz à effet de serre.

Cet exercice original connaît bien sûr ses limites, commentées plus loin dans l'article. La prudence est de rigueur vu les incertitudes sur les résultats numériques et sur des raisonnements réalisés ex-post. Mais le présent chiffrage met en évidence l'importance quantitative de la surcapacité nucléaire durant vingt ans, et introduit plusieurs discussions d'ordre politique, économique et environnemental. En particulier : le rôle de la prospective et la manière dont sont prises les décisions ; le coût de la décision et son caractère difficilement réversible ; le coût élevé de la limitation des émissions de gaz à effet de serre obtenus par les centrales en surnombre.

¹ Ingénieur. E&E Consultant, Cassel (59). antoine.bonduelle@wanadoo.fr

² Bonduelle A. 2001 « Emissions carbonées évitées par les économies d'électricité : le cas de l'éclairage », article paru dans La Revue de l'Energie, octobre.

QUANTIFICATION DE LA SURCAPACITE

Pour modéliser la surcapacité, on s'est placé en 1974, date de décision de la construction du programme nucléaire. La demande des années 80-90 est maintenant connue et il est donc possible de quantifier l'erreur de prévision commise dans les années 70.

Le calcul s'est basé sur les coûts estimés à l'époque, qui considéraient que le pétrole resterait très coûteux, et que le nucléaire constituerait un investissement bon marché. La commission PEON³ de 1974 et celle plus détaillée de 1977 prenaient en compte un coût de référence des investissements dans le nucléaire de 6000 F/kWe (915 €/kW) en monnaie de 1995⁴. Ce chiffre est favorable au nucléaire même en tenant compte de l'inflation importante du début de la période. Le coût de référence unitaire est passé ensuite à près de 10 000 F/kWe (1525 €/kW) durant la décennie 90, toujours en monnaie de 1995.

On s'approche le plus possible des données de cette époque, introduites ensuite dans le modèle ELFIN. En particulier on ne prend pas en compte la turbine à gaz et le cycle combiné au gaz, deux ressources absentes à l'époque. Seules les centrales considérées alors dans les débats des pouvoirs publics (nucléaire, charbon, fioul) sont retenues. De même, les nouvelles exigences collectives sur la pollution par le soufre, les déchets et la sûreté nucléaires ne sont pas évoquées dans l'optimisation.

Pour rester conservateur, on considère que le pétrole et le charbon restent chers durant toute la période, à l'équivalent du prix du baril lors du premier choc pétrolier (40 dollars US par baril en 1975). Ainsi, le nucléaire bénéficie d'un contexte économique constamment favorable et ne voit pas sa compétitivité mise en cause. En réalité, les chocs et les contre-chocs pétroliers se sont succédés depuis 1973.

La modélisation « rétro-économique » est effectuée sous deux hypothèses essentielles : La première est l'équilibre des importations et des exportations d'électricité ; la seconde est par surcroît une limitation du chauffage électrique postérieur à 1973 (voir plus loin). Par ailleurs, on a donné à la construction nucléaire une limite de 7 tranches par an afin de respecter cette contrainte issue des discussions Boiteux-Messmer de l'époque⁵.

De même, l'exercice ne concerne que les centrales à eau pressurisée, dites « PWR », et exclut des nouvelles constructions les centrales françaises Graphite-Gaz existant à l'époque. En effet celles-ci avaient été décidées nettement avant le choc pétrolier, et ont toutes été fermées au début des années 80 après environ 20 années de service. Enfin, les centrales hydrauliques, au fioul et au charbon existant ou en chantier au début de la période ont été conservées à l'identique ou achevées comme prévu.

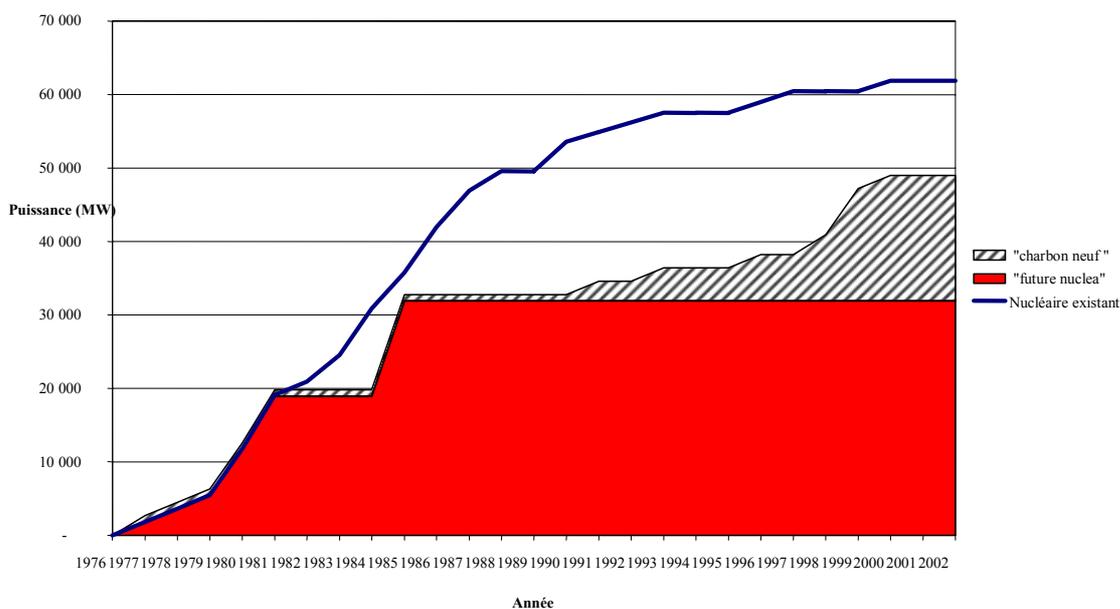
Les résultats de la modélisation sont présentés sur le graphe suivant : à partir de 1981, la construction nucléaire calculée diminue fortement par rapport aux tranches réellement construites.

³ Production d'Electricité d'Origine Nucléaire

⁴ P. Girard, Y. Marignac, J. Tassart 2000 « Historique des exercices PEON et DIGEC (1964-1997) » in « Le parc nucléaire actuel », Page 373, Fiche N°9, Annexes au rapport Charpin-Dessus-Pellat au premier Ministre, 2001, Paris, La documentation Française

⁵ Boiteux M. 1993 « Haute Tension », Odile Jacob

Figure 1. Evolution des puissances installées du parc simulé avec chauffage électrique



Le plan d'investissement recalculé sur vingt années comporte 33 000 MW alors que dans les faits il a été construit 60 000 MW. Outre cette différence dans la construction nucléaire, le modèle propose l'investissement de nouvelles centrales à charbon, concentrées vers la fin des années 90.

IMPACT DU CHAUFFAGE ELECTRIQUE SUR LE PARC PRODUCTEUR

Une partie de la nouvelle demande en électricité des années 80-90 provient des incitations faites aux consommateurs pour gérer l'afflux de courant excédentaire. En particulier les ménages ont été incités à se chauffer à l'électricité, soit dans les maisons neuves, soit dans l'habitat ancien. .

Pour se replacer dans le contexte de croissance de la consommation et calculer la surcapacité, on peut comparer la France avec ses voisins connaissant une situation similaire. Le tableau ci-après permet d'apprécier l'évolution du ratio entre consommation d'électricité des ménages et consommation d'énergie dans les pays européens de l'OCDE, de la Belgique, de l'Allemagne, du Royaume-Uni et de la France. Il montre que la France est devenu le plus gros consommateur domestique d'électricité relativement au reste de son énergie, en distançant notamment la Grande-Bretagne.

Tableau 1. Comparaison de la part de électricité dans la consommation d'énergie du secteur résidentiel dans les pays européens.

	1973	1980	1985	1990	1995	1999
OCDE-E	0,25	0,32	0,34	0,38	0,39	0,41
Belgique	0,14	0,26	0,31	0,38	0,39	0,41
France	0,34	0,51	0,43	0,44	0,48	0,49
Allemagne	0,24	0,36	0,33	0,37	0,34	0,36
Royaume-Uni	0,44	0,40	0,39	0,41	0,42	0,42
Base AIE 2001, recalculé sur la base 1 Tep = 0,222 MWh						

D'une façon générale, l'ensemble des pays européens a vu la consommation d'électricité des ménages augmenter nettement sur la période 1973-1999. En valeur absolue par ménage, la France occupe le premier rang, ceci depuis 1976. De plus, l'écart du ratio entre la France et les pays européens de l'OCDE reste pratiquement constant depuis 1985. La différence s'explique par le développement durant les années 80-90 du chauffage électrique domestique sous ses formes intégrées dans le neuf ou dans l'habitat ancien, qui décuple de 5,8 TWh en 1973 à 58 TWh en 1999⁶.

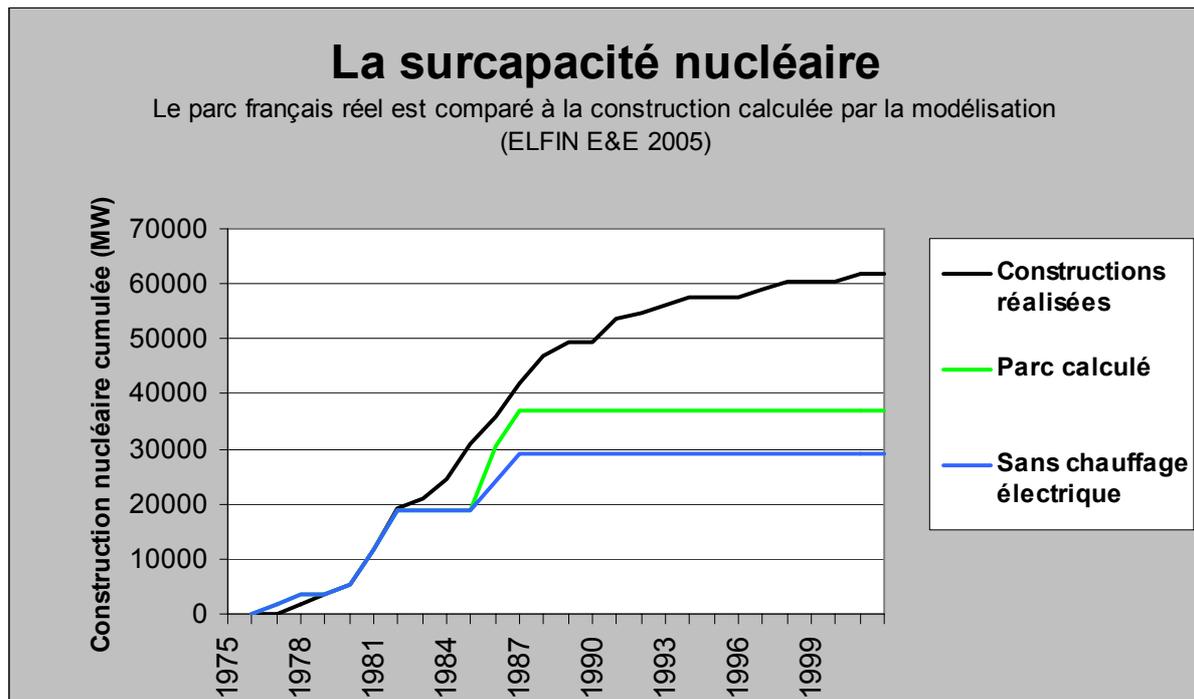
A l'opposé, si l'on compare les usages de l'électricité dans d'autres secteurs consommateurs comme les industries, la situation de la France est très proche de celle de ses voisins européens. Les différences s'expliquent surtout par les différences de structure de consommation. Malgré des efforts importants de promotion de la part d'EDF durant les années 80, l'industrie n'a en effet pas adopté massivement les usages thermiques de l'électricité (chaudières électriques par exemple). C'est donc bien le chauffage électrique dans les habitations des particuliers qui constitue une spécificité française, qui a fait l'objet d'une polémique récurrente⁷.

La modélisation d'un scénario sans chauffage électrique est bien entendu simplificatrice puisque l'on considère que c'est la totalité de ce mode qui ne s'est pas développé. En réalité, il existait dès les années 60 une volonté de substituer les formes d'énergie thermiques par de l'électricité, qui a été ensuite encouragée dans les années 70-80 par les pouvoirs publics dans les politiques tarifaires. Un calcul plus nuancé pourrait donc ne prendre en compte qu'une fraction de ces consommations.

Pour calculer l'impact du chauffage électrique, dans le modèle, on représente une « centrale d'économies d'électricité » par une forme de consommation horo-saisonnière modulée sur la semaine et sur le mois et correspondant aux usages moyens en France. Le calcul d'optimisation des investissements et du fonctionnement du parc producteur avec et sans cette « centrale d'économies » est résumé dans le graphique suivant, qui représente la construction nucléaire modélisée avec et sans l'extension du chauffage électrique.

⁶ Observatoire de l'Energie 2001, « Tableaux des consommations d'énergie en France », DGEMP-MINEFI. Chiffre incluant le chauffage électrique dans le secteur tertiaire.

⁷ Voir notamment, la note DGEMP connue sous le nom « Rapport Syrota », de 1988, intitulée « Le chauffage électrique, une particularité française », et la réponse d'EDF, 1989 « Le chauffage électrique, un choix justifié pour un produit d'avenir », in La Gazette Nucléaire 133/134, mars 1994.



La modélisation économique aboutit à une construction nucléaire très inférieure aux constructions réalisées, soit 37 300 MW pour une demande intérieure d'électricité alignée sur la réalité observée, et 29 300 MW en ôtant par surcroît de cette demande le chauffage électrique. Dans ce dernier scénario sans chauffage électrique, ce sont donc 8 000 MW supplémentaires de nucléaire qui sont évités. La construction de centrales nucléaires est alors inférieure de moitié aux réalisations.

SURCAPACITE ET EMISSIONS DE CARBONE

Le débat sur les émissions de gaz à effet de serre est nettement postérieur à la construction du parc nucléaire français. Il a cependant été intéressant de mesurer l'impact du scénario sans surcapacité nucléaire sur les émissions carbonées. Dans les deux cas –avec et sans chauffage électrique- on trouve durant les premières années un fonctionnement du parc de production d'électricité très proche tout d'abord de ce qui s'est réalisé. Les émissions divergent fortement après 1985. Après cette date en effet, de nouvelles centrales thermiques sont construites dans le scénario sans surcapacité.

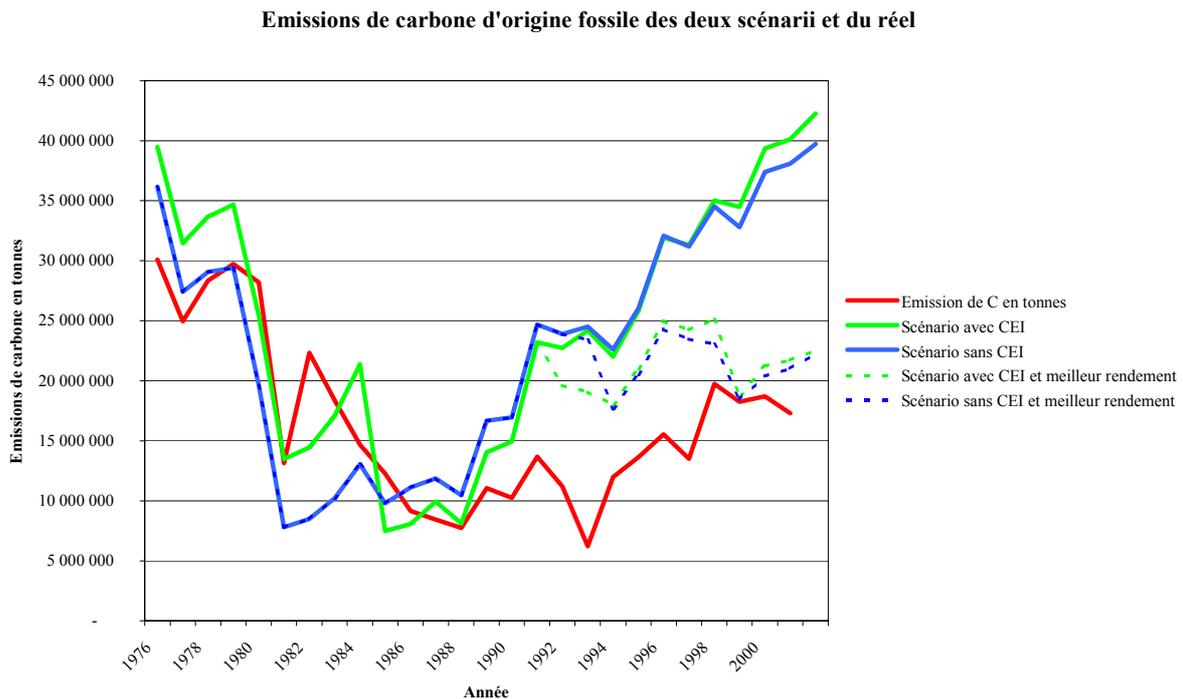
Par rapport au fonctionnement observé dans la réalité, la suppression d'une partie des constructions nucléaires entraîne alors une augmentation considérable des émissions. Tout d'abord, les centrales thermiques existantes sont appelées plus longtemps durant l'année. Ensuite, vers 1985, on construit des nouvelles centrales à charbon, qui produisent également nettement plus de gaz carbonique. Le chiffrage de ces émissions sur un nouveau parc charbon est cependant entaché d'une surestimation qui peut aller jusqu'à 25% si les centrales choisies sont d'un modèle plus récent que celui des années 70 proposé à la modélisation.

De plus, l'étude des années écoulées nous enseigne qu'en réalité les centrales mises en services en Europe durant les dernières décennies ont fortement évolué. Durant cette époque, les centrales à vapeur ont été largement distancées, et en rendement thermique et en coût par les centrales gaz-vapeur fonctionnant par combinaison de cycle.

On a donc testé l'hypothèse où au lieu de centrales charbon de type ancien, ce sont des centrales au gaz qui sont construites durant les décennies 80 et 90. Tout le reste du parc électrique, y compris les autres centrales thermiques fossiles décidées avant la période modélisée, est conservé à l'identique.

Le graphe suivant illustre l'effet de cette évolution technique sur les émissions de gaz à effet de serre. En bas, les émissions observées dans la réalité. Les lignes supérieures en traits pleins représentent les émissions sont celles des machines des années 70. En pointillé, on observe l'impact de l'adoption de technologies au gaz, plus proches des technologies réellement mises en œuvre dans les autres pays occidentaux et non des seules centrales disponibles en 1974.

Figure 2 : émissions de gaz carbonique



La figure 2 suggère que si la capacité en centrales charbon calculée dans le scénario est remplacée par des équipements de même puissance en centrales au gaz plus conformes au progrès technique (courbe en pointillé), alors les émissions de gaz carbonique sont très proches de celles observées dans la réalité (trait plein inférieur). La moitié de l'« excédent » du parc nucléaire a donc peu d'impact sur le niveau des émissions du secteur électrique. Ce résultat peut sembler contre-intuitif, mais il faut se rappeler que le calcul se fait sans les exportations. D'autre part, la réduction d'émissions dans la variante intégrant les centrales fonctionnant au gaz ne provient que pour partie de l'usage de ce combustible. Au moins aussi sensible est leur souplesse de réaction, qui entraîne une meilleure adaptation du parc à un fonctionnement en semi-base et en pointe.

En l'absence d'exportation vers nos voisins, les conséquences pour leurs propres émissions sont très hypothétiques. Une première hypothèse est qu'ils auraient soit compensé par les centrales dominantes alors les constructions nouvelles (des cycles combinés au gaz), soit une émission supplémentaire de l'ordre de 7 MtC/an. Autre hypothèse crédible, une augmentation forte de leur production renouvelable et de la cogénération, qui ressortait par exemple des appels d'offre réalisés à l'époque par ENEL en Italie, pour un bilan d'émissions nettement

moindre. Enfin, la construction de nouvelles centrales au charbon était possible mais peu représentative des constructions réalisées alors en Europe.

Par ailleurs, la faible différence d'émissions entre les scénarios avec et sans chauffage électrique, à la fin de la période étudiée est plus difficile à interpréter. En effet, le calcul, et c'est une de ses limites, ne tient pas compte de la substitution qui se serait produite entre modes de chauffage, et donc il ne tient pas compte des émissions supplémentaires dues aux équipements de chauffage au gaz ou au fuel qui se seraient développés à la place du chauffage électrique. Selon une étude réalisée en 1999 pour la MIES, ces émissions auraient une grandeur variant de un à quatre selon les hypothèses de scénario et en particulier selon l'importance du chauffage au bois dans les substitutions, et selon les sollicitations du parc thermique charbon résiduel.⁸

Au total entre les émissions supplémentaires chez nos voisins et les substitutions de chauffage en France, on peut donc estimer les émissions supplémentaires annuelles entre 4 MtC et 16 MtC selon les politiques soit volontaristes (bois, cogénération, réseaux de chaleur...) ou de réponse simple aux prix de l'époque (usage fort du gaz).

Il reste qu'une surcapacité nucléaire moindre en France aurait peu changé le niveau des émissions de gaz carbonique de notre pays par rapport à la situation réelle, si le complément des capacités nécessaires avait été basé sur les centrales en cycle combiné à gaz. En d'autres termes, la mise en oeuvre de la moitié du parc actuel de centrales nucléaires n'aurait pas changé fondamentalement la situation de notre pays vis-à-vis de ses engagements internationaux de réduction des émissions de GES.

DISCUSSIONS

Une première discussion porte sur la validation de la modélisation, de ses données d'entrée et de ses paramètres les plus significatifs. Cette description est détaillée en annexe.

Plus fondamentalement, un tel exercice rétrospectif serait plus pertinent si on avait décrit l'avenir –par définition incertain- avec un modèle d'optimisation dynamique en univers probabiliste, c'est à dire en se basant sur des scénarios pondérés par leur probabilité. L'incertitude sur les taux de croissance, les prix des combustibles et le coût des technologies aurait alors été mieux respectée.

Cependant, le travail présenté, basé sur une optimisation ex-post en avenir certain, est-il si différent des raisonnements tenus à l'époque ? Si l'on étudie le contexte qui a conduit à la surcapacité, on ne peut qu'être frappé en effet par le caractère univoque des raisonnements et des hypothèses mise en avant à l'époque, voire imposés aux modélisateurs : taux de croissance élevé, taux d'électricité très élevés, optimisme sur l'évolution des technologies, absence de prise en compte de l'environnement ou des évolutions réglementaires.

Nous ne disposons donc pas de scénarios alternatifs ou même légèrement contrastés publiés par les pouvoirs publics, pouvant faire l'objet d'une telle pondération. Pour observer un certain pluralisme dans les représentations du long terme, il faut attendre le milieu des années 90. Un exercice de prospective publique, réalisé dans le cadre du Groupe Energie 2020 du Commissariat Général au Plan (CGP)⁹ échappe nettement à ce caractère en envisageant des scénarios contrastés de croissance. Cette conception plus ouverte coïncidait avec une vraie hésitation sur les choix technologiques, et l'avenir des différents combustibles.

⁸ Bonduelle A. et Le Strat P. 1999, « chauffage bois et émissions du secteur électrique en France », Mission Interministérielle à l'Effet de Serre.

⁹ Commissariat Général au Plan 1998 «Energie 2010-2020, les chemins d'une croissance sobre », la documentation française.

LES RACINES DE LA SURCAPACITE.

Durant les années 70, les déterminants des choix politiques mais aussi les perspectives réalisées pour les opérateurs électriques ou par le Plan étaient tous orientés sur le postulat d'une croissance forte de la production électrique. A l'origine, le suréquipement provient d'abord d'une erreur d'appréciation de la croissance de la demande électrique. Durant les années 50, les dirigeants de l'EDF avaient en effet théorisé une « loi du doublement » de la consommation électrique tous les dix ans et un rattrapage des consommations observées aux Etats-Unis. Pourtant, dès le début des années 70, la consommation d'électricité comme des autres énergies s'est infléchie, et n'a plus augmenté au même rythme que la croissance.

Cette erreur de prévision est illustrée par l'évolution des projections réalisées pour l'Etat par la commission PEON (Production d'Electricité d'Origine Nucléaire). Cette commission influente comprenait des représentants de l'Etat, de l'EDF et du CEA, et une forte représentation des industriels constructeurs de centrales. Le tableau 3 synthétise les anticipations de long terme des consommations françaises vues par ce prisme.

Tableau 3. L'évolution des anticipations des consommations électriques (en TWh)

	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1990	2000
1964	72	103	150	205	290	410		
1968				210	300	400		
1970				200	285	400		
1973				195	280	400		
1974						355- 420		
1976						365		
1978							350- 450	
1979							400- 450	530- 700
Réel	72	102	140	181	249	303	349	430

« Historique des exercices PEON et DIGEC » Annexe sur « le parc nucléaire existant », Rapport Charpin-Dessus-Pellat, p. 373, (Fiche N°9)

Ces projections montrent la constance avec laquelle les pouvoirs publics ont surestimé la demande d'électricité durant cette période. Encore plus éloignée des réalisations, la prévision d'EDF pour l'an 2000 présentée en vue de l'exercice de 1975 atteignait alors 1 000 TWh, contre 430 consommés en réalité cette année là en France¹⁰.

Bien entendu il existait des projections contradictoires à l'époque, comme celle de MEDEE de 1979 (dite « bas profil énergétique ») qui donnait le chiffre de 404 TWh à l'horizon 2000 contre celle d'EDF et du 8^{ème} Plan qui s'élevait à 688 TWh (dans la réalité la consommation a été de 430 TWh). Mais lors de la prise de décision, tout s'est passé comme si l'ensemble des paramètres avait joué dans le sens d'une « précaution à la hausse ». La surcapacité nucléaire était loin des préoccupations, puisque les chocs pétroliers occupaient les esprits.

La commission PEON et les instances de débat comme la commission de l'énergie du Commissariat Général du Plan (CGP) reflétaient majoritairement l'idéologie des années 60

¹⁰ Laponche B 2001. Interview dans « Le Jaune et le Rouge », Revue de l'association des anciens élèves de l'école Polytechnique, novembre

prévoyant une expansion illimitée de la production électrique¹¹. A l'inverse, les économies d'énergie étaient considérées comme un obstacle à l'accroissement du niveau de vie.

Par ailleurs, la base de l'expertise de l'élaboration des coûts de référence de la production électrique, ainsi que les prévisions de demande d'électricité étaient élaborés par le Ministère de l'Industrie, dont la fonction est aussi la promotion de l'industrie nucléaire française et de sa technologie. Citons également comme facteur tirant dans le même sens le choix de l'époque de donner à l'EDF un rôle d'entraînement pour garantir des débouchés à l'industrie de construction électrique. Selon Hecht, ce point est même le déterminant majeur du conflit entre l'EDF et le CEA qui avait abouti à l'abandon de la filières graphite-gaz¹².

Dans le même sens encore jouait la tarification marginaliste. Conçu par G. Dessus et M. Boiteux au lendemain de la guerre, ce principe est basé sur des équations micro-économiques visant à l'adéquation des ventes et du parc producteur. Le tarif marginal tel que formulé à l'époque a amené l'entreprise à vendre selon un principe nommé à l'EDF la « grande boucle tarifaire offre-demande ». La demande électrique était censée s'adapter aux conditions tarifaires, ces dernières étant elles mêmes définies par la composition future de la production d'électricité, le parc producteur étant caractérisé lui-même par un coût de référence estimé par la prospective. Puisque ce coût de référence était défini par les mêmes acteurs et soumis aux mêmes influences, on peut considérer qu'il s'agissait d'une rétroaction positive. L'optimisme de l'époque sur le coût des technologies futures entraînait ainsi un même optimisme sur les ventes futures à bon marché. Il s'agit d'une attitude classique pour des décideurs, qui choisissent de « maximiser leur utilité » sans prendre en compte l'incertitude¹³.

Cette convergence de multiples facteurs à la hausse s'accompagne de l'absence d'incitation à corriger les anticipations de croissance de la demande du côté d'EDF. La surcapacité n'était pas une menace pour l'existence même de l'EDF et ne menaçait ses comptes –et ses dirigeants- qu'à moyen terme, dans la mesure où sa rentabilité n'était pas le critère de gestion et où les surcoûts de la surcapacité étaient en définitive passés dans les tarifs. Dans le même registre, les emprunts étaient garantis par l'Etat et donc perçus comme sans risques par les prêteurs qui ne mettaient pas en question l'intérêt économique de ces projets d'investissements.

L'ABSENCE D'ADAPTATION A LA DEMANDE

Une autre raison majeure de la surcapacité a été le retard des décideurs à prendre en considération la décélération de la demande d'énergie, pourtant décelée très tôt par la prospective. A la fin des années 70, une polémique a opposé d'une part l'EDF, une partie de l'appareil d'Etat, la CGT et le parti communiste –en faveur de la poursuite des commandes de centrales- et de l'autre la CFDT, les écologistes et une partie du Parti Socialiste, préférant l'arrêt des nouvelles constructions¹⁴.

Un tel gel des commandes aurait abouti à un résultat similaire à celui de la présente modélisation. Dès 1981, le gouvernement de gauche nouvellement élu a préféré continuer les

¹¹ En 1985, un responsable de la tarification d'EDF estimait encore que la seule limite physique à l'expansion de la production électrique se trouvait dans le nombre fini des liaisons d'exportation à travers les montagnes (recueilli par l'auteur).

¹² Hecht G. 2001 « Technology, Politics and National Identity in France », in M.T. Allen et G. Hecht dir., *Technologies of Power*, MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 2001.

¹³ Moureau N et Rivaud-Danset D. « La question de la rationalité en incertitude, maximiser ou agir raisonnablement » in *L'incertitude dans les théories économiques, La découverte, Collection Repères* 2004.

¹⁴ « Pétition nationale pour le gel du nucléaire », collectif pétition nationale CFDT, CSF, CSCV, GSIEN, MRG, PAS, PSU, Réseau des Amis de la Terre, 1979

constructions en réduisant seulement d'un tiers le niveau des commandes. C'est ainsi que Michel Rocard, alors Ministre du Plan, demande au « groupe long terme » du Plan de réviser les prévisions mais aussi de réfléchir à d'autres débouchés pour l'électricité. On peut ainsi dire qu'il n'y a pas eu aveuglement du politique, mais le choix de s'adapter à la situation sans avoir à prendre des décisions difficiles.

En face des politiques, les critiques de la politique nucléaire étaient marginalisés. Par exemple, une raison importante de la poursuite des constructions de centrales a été l'absence de freins juridiques, et notamment l'absence de recours suspensif au Conseil d'Etat. Ceci fait contraste avec la situation vécue aux Etats-Unis, où le plus grand programme de construction nucléaire à ce jour a été fortement limité par des décisions juridiques et n'a connu de surcapacité qu'au même titre que les investissements en centrales charbon des années soixante dix

COUT D'OPPORTUNITE : QU'EST DEVENUE LA SURCAPACITE ?

Une analyse globale de la surcapacité n'a pas à ce jour été lancée par les pouvoirs publics. En première approche, l'excès d'investissement évalué en référence au coût de remplacement des réacteurs est de l'ordre de 35 à 45 milliards d'Euro.¹⁵ A ce chiffre s'ajoute une part de l'important réseau en très haute tension construit pour relier les centrales aux zones de consommation. Mais ces chiffres de base ne représentent pas une perte pour l'EDF. En réalité, le système électrique s'est adapté. Il a limité ses coûts, a produit des gains imprévus ou s'est défaussé sur d'autres acteurs.

Pour évaluer ces coûts d'opportunité il faut tout d'abord réduire l'incertitude sur le montant de la surcapacité et sa durée. Le présent calcul vise à y contribuer en chiffrant pour la première fois cette grandeur. En effet, l'une des seules évaluations de la surcapacité nucléaire, issue des services de l'Etat a été publiée en 1993 par les services du Ministère de l'Industrie (DIGEC) et s'élevait à 11 GW soit 8 à 9 tranches de 1300 MW en se comparant à un parc optimal¹⁶. Ce chiffre est ramené par le même ministère à seulement « 5 à 6 GW » cinq ans plus tard. Enfin, les évaluations du RTE sur la situation de la production française attestent que les besoins de la France en production de base sont encore à l'horizon de dix ans mais que le terme de la surcapacité s'approche si la croissance de la demande se poursuit.

Des données observables signalent en même temps l'ampleur de la surcapacité et indiquent les grandeurs à étudier si on veut établir un bilan économique : les exportations, la productivité du parc nucléaire, le déclassement des centrales thermiques et la croissance d'usages peu performants de l'électricité.

Les exportations ont rapporté des sommes importantes, évaluées dans un rapport de l'INESTENE de 2001 entre 15 et 20 milliards de francs courants selon les chiffres des Douanes¹⁷. Le calcul montre cependant que ce prix de vente ne couvrirait pas le coût complet comprenant l'investissement, et surtout la fin du cycle et les déchets nucléaires, qui restent à la charge des contribuables futurs. Le bilan net annuel pour le pays variait ainsi entre 80 et 700 millions d'Euro de perte en estimation basse, et même 5 à 6 milliards d'Euro. Le rapport citait également comme conséquence de cette situation des distorsions de politiques publiques au détriment des énergies renouvelables et de la maîtrise de l'énergie.

Autre révélateur des effets postérieurs de la surcapacité, le facteur de production du parc nucléaire (c'est-à-dire la production observée) est resté durant les années étudiées près de dix

¹⁵ Basé sur un coût d'investissement de 1550 €/kWe hors intérêts intercalaires et démantèlement (en € de 2001).

¹⁶ DIGEC, « Le suréquipement du parc de production électrique », Rapport annuel 1994, Ministère de l'Industrie.

¹⁷ Bonduelle A. « Exportations de courant électrique : qui perd, qui gagne ? », INESTENE 2002

points en dessous de son potentiel technique (c'est-à-dire la disponibilité des réacteurs). Ce hiatus, qui n'est pas observé pour les réacteurs en service de base chez nos partenaires, représente près de dix pour cent de la capacité de production du parc.

Le troisième facteur, le faible remboursement des investissements du parc thermique classique le plus récent, voire son déclassement rapide par mise sous cocon, pourrait être évalué dans les comptes de l'EDF. Un tel calcul pourrait être complété par une estimation dans le modèle ELFIN de son utilité pour le réseau au regard de son coût d'investissement. Enfin, le chauffage électrique, utilisé majoritairement dans des habitations peu isolées au regard des normes récentes, et source de pointes électriques coûteuses pour le réseau de distribution et de transport, reste, on l'a vu, un objet de polémique. Tous ces points mériteraient d'être précisés dans un autre exercice utilisant le même modèle.

Du point de vue macro-économique, il faudrait par surcroît évaluer l'éviction en capitaux et en ressources que le programme nucléaire a induit, le cas échéant en distinguant la fraction du nucléaire utilisée en base et l'importante fraction excédentaire mise en évidence dans le présent article.

CONCLUSIONS

La modélisation présentée ici montre que la surcapacité nucléaire a atteint 22 700 MW de puissance nominale (soit 17 tranches de 1350 MW), voire 30 300 MW en l'absence de développement du chauffage électrique (soit alors 23 réacteurs de grande taille). Elle montre également que l'influence de la construction de réacteurs sur les émissions du secteur électrique de la France n'est pas proportionnelle à la taille de son parc nucléaire.

Il pourrait être intéressant de préciser les coûts d'opportunité ou au contraire les gains fortuits induits par la surcapacité. Cela contribuerait à préciser le bilan des trois décennies passées. Si une partie des déterminants des choix nucléaires se sont effacés depuis vingt ans, sans doute peut-on trouver certaines résurgences dans la situation présente où des décisions de construction nucléaire sont envisagées. L'usage d'un modèle sectoriel du type d'ElFin contribuerait à la compréhension des choix de politique énergétique futurs en comparant les coûts de stratégies possibles pour la satisfaction des besoins électriques et pour la production électrique.

ANNEXE : LE MODELE ELFIN

Le modèle mis en œuvre pour représenter le système offre-demande d'électricité est le modèle ELFIN (ELectricity FINancing). Ce modèle d'expansion de puissance électrique a été conçu par l'organisation Environmental Defense (ED) aux Etats-Unis et utilisé à l'origine par cet organisme pour défendre ses positions dans les débats publics tarifaires. Le modèle a été utilisé par des commissions de régulation et des compagnies électriques pour estimer les besoins de centrales, l'impact des programmes d'économie ou les choix de limitation des émissions. En particulier, il a servi de base aux évaluations publiques des besoins de centrales par la Commission de l'Energie de Californie (CEC) et aux principales compagnies de cet état avant l'abandon catastrophique des procédures de planification.¹⁸ ElFin a aussi permis de quantifier l'apport des prévisions météo pour l'intégration de l'éolien dans les systèmes électriques¹⁹.

Sur des bases plus théoriques, le modèle a révélé l'importance de paramètres tels que le seuil technique de fonctionnement des centrales thermiques pour déterminer le parc de production optimal. Dans le cas des Philippines, l'utilisation ce modèle détaillé conduit à une limitation drastique de l'utilisation du charbon ou de centrales thermiques à vapeur. Un tel résultat contredit de 2000 MW (sur 14 000 MW dans le pays) les chiffrages simplifiés obtenus dans le modèle WASP recommandé par la Banque Mondiale.²⁰

Fonctionnement du modèle

Le logiciel ELFIN réalise une planification optimisée de la structure du parc électrique en fonction de la demande (reconstituée sous forme de courbes de charge découpées de façon multiples) et des autres contraintes (paramètres techniques de fonctionnement par type de centrale, évolution de la technologie et des prix, exigences de fonctionnement du réseau...). Les simulations de fonctionnement du parc heure par heure permettent ensuite de fournir des données clefs telles que les différents coûts variables, la consommation en combustibles selon la modulation, les taux de pannes et de maintenance de chaque centrale ou les émissions de CO₂.

ELFIN teste de multiples combinaisons de constructions de centrales nouvelles. Pour déterminer le meilleur plan économique, ELFIN minimise la valeur actuelle nette d'un scénario considéré du point de vue de l'électricien. Le modèle calcule tout d'abord une situation optimale de production pour les 8760 heures de l'année, en procédant par un découpage du temps en un grand nombre de sous-périodes homogènes. Chacune de ces sous-périodes, par exemple un week-end du mois de février, est représentée par une courbe monotone de charge²¹. Cette demande est alors alimentée avec les ressources de production disponibles durant ce laps de temps, en utilisant les ressources de moindre coût. La méthode permet de tenir compte de nombreuses contraintes portées sur les sources de production, détaillées centrale par centrale dans le modèle. Le total des coûts de chaque année ainsi simulée est actualisé et additionné dans une fonction objectif que le modèle tente de

¹⁸ « Restructuring and Renewable Energy developments in California : using ELFIN to simulate the future California power market », Marnay, Sezgen, Pickle, Schumacher, Wiser (LBL), Kito (MRW Associates), Kirshner (ED), 1998, LBNL 41569

¹⁹ « Estimating the Economic Value of Wind Forecasting to Utilities », Milligan, Miller, Chapman, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden Colorado 1995

²⁰ « The capability of two computer models to address key issues in electricity planning : a comparison of Elfin and Wasp », Rosekrans et Kirshner, Environmental Defense (ED), Marnay, Lawrence Berkeley Laboratory(LBL).

²¹ La courbe monotone de charge est obtenue en plaçant des demandes électriques par taille décroissante, sans tenir compte de leur ordre séquentiel.

minimiser. Dans cette formule, les coûts de production totalisent les coûts de fonctionnement, les achats de combustible ou d'électricité contractée à l'extérieur, la maintenance des centrales, proportionnelle et fixe, les coûts éventuels de taxation sur les émissions ou les déchets, les coûts systèmes liés à l'énergie non délivrée au réseau (coût de la défaillance). Les coûts d'investissement correspondent à une part annuelle d'amortissement de chaque centrale investie et à l'intérêt sur ce capital investi. Enfin, la revente de courant excédentaire (« dump ») et l'exportation sont décomptées négativement dans les coûts de combustible. Ensuite, pour chaque itération de construction d'un plan d'investissement, le modèle teste une addition de ressource ou une soustraction par rapport au plan établi lors de l'itération précédente. Le choix d'une modification est choisi prioritairement en mesurant le gain ou le surcoût marginal des sources nouvelles proposées²². En final, le plan optimisé est testé et comparé à la meilleure solution déjà trouvée. Des algorithmes supplémentaires²³ testent à nouveau le retrait de certaines ressources pour s'assurer que la combinaison obtenue n'est pas un « faux minimum ».

Données utilisées dans la modélisation

Dans l'exercice rétrospectif de calcul de la surcapacité, les productivités des centrales et leurs pannes fortuites sont celles constatées par l'AIEA considérées sur une base mensuelle. Les productibles hydrauliques sont introduits sous forme mensuelle de façon agrégée (centrales d'écluse ou au fil de l'eau, barrages-réservoirs). Le remplissage des réservoirs est celui observé dans les installations d'EDF. L'énergie transférée par les centrales de pompage-stockage a été aussi alignée sur le fonctionnement réel du parc et non pas laissée libre.

La demande d'électricité est représentée par l'énergie appelée mensuellement, par les pointes de demande et par les formes observées historiquement.

Chaque centrale est représentée par ses caractéristiques techniques à l'année considérée (puissance nominale, seuils de fonctionnement, rampes de puissance, taux d'arrêts planifiés ou fortuits).

Enfin, les coefficients d'émission utilisés pour la modélisation sont résumés dans le tableau suivant, nucléaire et hydraulique étant affectés par commodité d'un coefficient zéro. Pour le charbon et le fioul, la valeur moyenne de 280 g C/kWh est une donnée observée sur le parc existant de centrales à vapeur en France. Une centrale nouvelle fonctionnant en base aurait des émissions plus proches de 215 g C/kWh. Enfin, l'émission d'une centrale au gaz à cycle combiné évolue selon son rendement moyen dans la période considérée (qui dépend de son type de marche).

²² Un classement des additions de centrales en fonction de leur gains économiques par mégawatt a été choisi de préférence à un gain en valeur absolue ou à un classement par un ratio coût/bénéfice pour tenir compte des différences importantes de taille entre la centrale nucléaire (1500 MW) et les turbines simples (50 à 300 MW).

²³ L'algorithme initial a été conçu pour mettre sur un pied d'égalité des ressources concurrentes dans un appel d'offre sur une année donnée. Sur une période longue, il peut exister des solutions moins chères en reportant des choix d'investissement, testées dans le ITRE (« Iterative Test for Resource Effectiveness ») mis au point par la compagnie PG&E de San Francisco

Tableau 4 : Emissions de carbone par source primaire d'électricité

Source	Emissions en g C/kWh
Charbon	280
Fioul	237
Turbine à gaz simple	184
Cycle combiné au gaz	110 (mini)
Nucléaire	0
Hydraulique	0

E&E/ELFIN

Validation du réglage

ELFIN représente fidèlement le parc existant en montrant notamment la variation de la charge du nucléaire et du charbon en fonction de la demande électrique et de l'hydraulicité, tout en laissant aux parcs thermique et nucléaire leurs degrés de liberté. Sur cinq années types (1996 à 2001) servant de base au calage du modèle, on a comparé les résultats obtenus dans le modèle avec des années réelles. Le paramètre utilisé est l'énergie annuelle, avec un objectif de 1 % d'écart par rapport à la réalité pour des énergies de base, comme cela est suggéré par la pratique des régulateurs américains²⁴

En particulier, le modèle montre que l'ajustement entre les sources primaires se fait sur la modulation du nucléaire et du charbon, et très peu sur les centrales au fioul. Ces dernières servent en effet avant tout à un soutien de puissance durant les pointes d'hiver ou lors de problèmes techniques sur les autres sources.

Enfin, l'optimisation de la construction de nouvelles sources est paramétrée comme un compromis entre la sûreté d'approvisionnement et le coût économique. Ainsi, le modèle tolère des périodes de tension sur l'offre, voire d'importation de courant en utilisant les liaisons avec le reste de l'Europe, en fonction des coûts économiques et de marges de sécurité exigées sur la pointe électrique. Un même compromis sur les réserves est conservé dans l'ensemble des scénarios pour assurer la validité des comparaisons. Le résultat obtenu est très satisfaisant pour les énergies de base, et suffisant pour les énergies marginales

²⁴ « Electric Utility Planning and Regulation », 1991 Edward Kahn, Lawrence Berkeley Laboratory, University of California, ACEEE