

ÉLECTRICITÉ : FAUT-IL DÉSESPÉRER DU MARCHÉ ?

Ouvrage disponible notamment auprès des Presses de l'ENS sur www.presses.ens.fr ou au comptoir de vente 29, rue d'Ulm 75005 Paris, tél. : 01.44.32.29.70 - fax : 01.44.32.36.82, ulm-editions@ens.fr. 3 €.

DANS LA MÊME COLLECTION

La Lancinante Réforme de l'assurance maladie,
par Pierre-Yves Geoffard, 2006, 48 pages.

La Flexicurité danoise. Quels enseignements pour la France ?,
par Robert Boyer, 2006, 54 pages.

La Mondialisation est-elle est un facteur de paix ?,
par Philippe Martin, Thierry Mayer et Mathias Thoenig, 2006, 56 pages.

L'Afrique des inégalités : où conduit l'histoire,
par Denis Cogneau, 2007, 64 pages.

collection du

CEPREMAP

CENTRE POUR LA RECHERCHE ÉCONOMIQUE ET SES APPLICATIONS

ÉLECTRICITÉ : FAUT-IL DÉSESPÉRER DU MARCHÉ ?

DAVID SPECTOR

ÉDITIONS  RUE D'ULM

© Éditions Rue d'Ulm/Presses de l'École normale supérieure, 2007

45, rue d'Ulm – 75230 Paris cedex 05

www.pressens.fr

ISBN 978-2-7288-0382-8

ISSN 1951-7637

Le CEPREMAP est, depuis le 1^{er} janvier 2005, le CEntre Pour la Recherche EconoMique et ses APplications. Il est placé sous la tutelle du ministère de la Recherche. La mission prévue dans ses statuts est d'assurer *une interface entre le monde académique et les décideurs publics et privés*.

Ses priorités sont définies en collaboration avec ses partenaires institutionnels : la Banque de France, le CNRS, le Centre d'analyse stratégique, la direction générale du Trésor et de la Politique économique, l'École normale supérieure, l'INSEE, l'Agence française du développement, le Conseil d'analyse économique, le ministère chargé du Travail (DARES), le ministère chargé de l'Équipement (DRAST), le ministère chargé de la Santé (DREES) et la direction de la recherche du ministère de la Recherche.

Les activités du CEPREMAP sont réparties en *cinq programmes scientifiques* : Politique macroéconomique en économie ouverte ; Travail et emploi ; Économie publique et redistribution ; Marchés, firmes et politique de la concurrence ; Commerce international et développement.

Chaque programme est animé par un comité de pilotage constitué de trois ou quatre chercheurs reconnus. Participent à ces programmes une centaine de chercheurs, associés au Campus Jourdan de l'École normale supérieure ou cooptés par les animateurs des programmes de recherche.

La coordination de l'ensemble des programmes est assurée par *Philippe Askenazy*.

Les priorités des programmes sont définies pour deux ans.

L'affichage sur Internet des documents de travail réalisés par les chercheurs dans le cadre de leur collaboration au sein du CEPREMAP tout comme cette série d'opuscules visent à rendre accessible à tous une question de politique économique.

Daniel COHEN
Directeur du CEPREMAP

EN BREF

Pourquoi le prix de l'électricité a-t-il augmenté en France autant que chez nos voisins, alors que le choix d'une production principalement nucléaire aurait pu nous protéger du renchérissement des énergies fossiles, qui a frappé le reste de l'Europe ? Le niveau des prix reflète-t-il l'insuffisance de la concurrence ou, au contraire, l'excès de libéralisation ? Faut-il accuser le quasi-monopole d'EDF ?

Aucune de ces explications n'est juste, car l'absence de répercussion dans les prix des faibles coûts de la production nucléaire est compatible avec un fonctionnement de marché normal et efficace. En effet, bien que le nucléaire représente près de 80 % de la production électrique, il ne suffit presque jamais à satisfaire seul la demande. Or le prix doit couvrir à chaque instant au moins le coût marginal de toutes les techniques de production utilisées. Lorsque le nucléaire ne satisfait pas la demande à lui seul, le prix est donc au moins égal au coût marginal d'une technique de production à partir d'énergies fossiles, très supérieur au coût marginal du nucléaire. Le détenteur de la capacité de production nucléaire bénéficie ainsi d'une rente de rareté, qu'une éventuelle déconcentration du parc de production nucléaire ne pourrait pas entamer. Quant à l'intégration européenne, elle favorise l'efficacité productive mais accroît et solidifie la rente nucléaire au détriment des consommateurs français, sans nécessairement profiter aux consommateurs étrangers. La libéralisation et l'intégration européenne, quels que soient leurs mérites en termes d'efficacité, ne peuvent donc pas résoudre à court terme le problème de la distribution de la rente de rareté nucléaire. Il faut pour cela non pas revenir à la régulation des prix – qui fournirait des incitations inadéquates, car sans rapport avec les coûts marginaux de production –, mais utiliser la rente de rareté nucléaire pour décharger les consommateurs du financement du service public et d'une partie des coûts du réseau de transport, ou encore pour financer des

mécanismes d'incitation aux investissements. Sans être absolument nécessaire à la réalisation de cet objectif, la propriété majoritairement publique d'EDF pourrait néanmoins la faciliter.

Dépourvue d'enjeu notable à court terme, la question de la concurrence dans le nucléaire se posera en revanche si l'augmentation du prix des énergies fossiles conduit à augmenter fortement le parc nucléaire français – ce que permettra la technologie EPR si les réacteurs de nouvelle génération remplacent les centrales actuelles entre 2020 et 2030. La rente de rareté disparaîtrait alors, mais pour faire place à une éventuelle rente de monopole, économiquement inefficace. Une libéralisation en demi-teinte ne la dissipera pas substantiellement : une mesure aussi apparemment radicale que le partage entre trois opérateurs d'une capacité nucléaire étendue laisserait encore subsister la moitié de la rente de monopole. À long terme, et sous l'hypothèse d'une expansion massive du parc nucléaire, le choix devra se faire entre deux politiques extrêmes : le retour à un opérateur nucléaire unique vendant sa production à un prix régulé ou, à l'inverse, une déconcentration massive du parc de production nucléaire, seule à même de garantir un bon fonctionnement concurrentiel.

David Spector est chargé de recherches au CNRS (Paris-Jourdan Sciences économiques), professeur associé à l'École d'économie de Paris et codirecteur au CEPREMAP du programme « Marchés, firmes et politique de la concurrence ». Il enseigne également à l'École normale supérieure.

Cet ouvrage a été nourri par des discussions avec de nombreux interlocuteurs. Je tiens à remercier en particulier Fabien Choné, Jean-Pierre Hansen, Alexandre Joly, Armand Laferrère, Joël Maurice, André Merlin, Henri Prévot, Patrick Renard, David Sevy, Mohamed Toumi et Herbert Ungerer, ainsi que Philippe Askenazy et Daniel Cohen, pour leurs commentaires sur une première version de ce texte. Les opinions exprimées n'engagent que l'auteur.

Introduction

Depuis plusieurs années, le prix de l'électricité augmente très fortement dans la quasi-totalité des pays européens. Hors de France, ce renchérissement n'est pas surprenant : il reflète simplement l'envolée du cours des énergies fossiles qui sont à l'origine de 64 % de l'électricité produite¹. Mais en France, les énergies fossiles ne représentent que 10 % de la production totale, assurée très majoritairement par les centrales nucléaires (78 %)². On aurait pu espérer que celles-ci, dont les coûts sont stables, mettraient la France à l'abri des fluctuations de prix. Or il n'en est rien : les prix français – du moins sur la partie dérégulée du marché – ont connu une augmentation comparable à celle des prix étrangers.

Comment expliquer ce paradoxe apparent ? Est-il normal que les consommateurs français ne retrouvent pas, dans les prix, les faibles coûts de production de l'énergie nucléaire ? Faut-il accuser la libéralisation en cours sous l'égide de la Commission européenne et renforcer la régulation publique des prix ? Faut-il au contraire attribuer les prix élevés à une concurrence encore insuffisante, à cause notamment du poids d'EDF, et placer ses espoirs dans une poursuite de la libéralisation ? L'intégration progressive des différents marchés nationaux sera-t-elle la panacée promise par la Commission européenne ? Quelle serait la conséquence d'une poursuite de la privatisation d'EDF, ou au contraire de sa renationalisation à 100 % ?

1. Source : Eurostat. Ce chiffre porte sur les pays de l'Union européenne à l'exception de la France.

2. Les principales sources d'électricité sont les centrales thermiques utilisant des énergies fossiles (gaz, charbon ou pétrole), les centrales nucléaires et les énergies renouvelables (production hydroélectrique pour l'essentiel, mais aussi solaire ou éolienne).

Ces questions simples se heurtent souvent à la technicité des débats relatifs aux marchés de l'électricité. Ceux-ci portent en effet sur des sujets multiples et complexes – ils concernent à la fois l'organisation des enchères sur les marchés de gros, la gestion et la tarification de l'accès aux réseaux de transports et aux interconnexions entre pays, et la planification à long terme des capacités de production. La politique menée en France récemment ne contribue sans doute pas à dissiper la perplexité. Il est bien difficile, par exemple, de savoir si la loi sur l'énergie votée en novembre 2006, qui privatise GDF et étend à tous les consommateurs l'accès au marché dérégulé, mais autorise également le retour aux prix régulés pour certains clients qui les avaient abandonnés, est inspirée par les vertus de la concurrence ou par celles de la régulation.

La présente étude entend toutefois montrer qu'au-delà de cette complexité, les questions essentielles posées par le marché électrique français, et en particulier par l'ampleur du parc de production nucléaire, peuvent être analysées de manière simple. L'examen des données publiques relatives à la demande d'électricité, aux capacités de production correspondant aux différentes technologies, et aux capacités d'interconnexion entre pays conduit aux conclusions suivantes, indépendamment du détail des formes d'organisation du marché.

À court terme, le prix élevé de l'électricité résulte du renchérissement des énergies fossiles, dont l'effet est amplifié par l'intégration partielle entre la France et ses voisins. EDF, détenteur de la capacité nucléaire française, bénéficie d'une rente, qui est due non pas au manque de concurrence, mais à la rareté relative du parc de production nucléaire. En effet, le prix, même sur un marché concurrentiel, est déterminé par la technologie de production la plus coûteuse nécessaire pour satisfaire la demande totale « à la marge ». Or, bien qu'il représente

l'essentiel de la production française, le nucléaire ne suffit presque jamais à satisfaire à lui seul la totalité de la demande, notamment parce qu'une part substantielle de la production nucléaire est exportée. Les coûts de production nucléaires n'ont donc que peu d'incidence sur les prix. En conséquence, une déconcentration de la capacité nucléaire ne ferait pas baisser les prix. Quant au développement d'un marché européen intégré, il favoriserait l'efficacité productive, mais garantirait pour longtemps l'appropriation de la rente nucléaire par les producteurs plutôt que par les consommateurs. Si le prix élevé de l'électricité, en présence d'une rente de rareté, est conforme à l'efficacité économique, il laisse néanmoins ouverte la question de la répartition de la rente nucléaire. Il serait inefficace de la restituer aux consommateurs au moyen d'une régulation des prix. Mais on peut envisager d'utiliser la rente de rareté nucléaire pour financer, à la place des consommateurs, le coût du service public, la partie fixe des coûts de transport ou des mécanismes d'incitation aux investissements – ce que pourrait faciliter le caractère majoritairement public d'EDF.

À long terme, de nouveaux investissements nucléaires pourraient faire disparaître la rente de rareté du nucléaire. L'expansion du parc nucléaire français serait en effet possible à l'occasion du renouvellement du parc actuel, entre 2017 et la décennie 2030, si les réacteurs actuels étaient remplacés par des réacteurs EPR de nouvelle génération, plus puissants¹. En théorie, le jeu de la concurrence pourrait alors suffire à faire bénéficier les Français des faibles coûts du nucléaire. Mais seule

1. L'EPR (European Pressurized Reactor) est le nouveau réacteur développé par Areva et Siemens en collaboration avec EDF et des électriciens allemands.

une déconcentration radicale, passant par le partage – physique ou virtuel – du parc nucléaire entre au moins quatre opérateurs, serait susceptible de conduire à une concurrence effective. En particulier, le mécanisme des centrales virtuelles, adopté dans plusieurs pays européens, ne pourra améliorer le fonctionnement de la concurrence que si certains de ses défauts actuels sont corrigés.

Le contexte : une libéralisation tempérée¹

Depuis les années 1990, la Commission européenne s'efforce de libéraliser les marchés de l'électricité, en adoptant des directives qu'il revient aux États d'appliquer. Cet effort porte à la fois sur le fonctionnement interne des marchés nationaux et sur la construction d'un marché européen de plus en plus intégré. En France, la libéralisation a débuté avec la loi du 10 février 2000, qui transposait une directive européenne de 1996. Elle a permis l'entrée de nouveaux producteurs et la création d'un marché de gros, complétée par l'ouverture de la bourse Powernext en 2001. Elle a conduit à séparer la distribution de la production, en faisant du Réseau de Transport de l'Électricité (RTE) une filiale autonome d'EDF, et à ouvrir partiellement le marché de détail en permettant aux clients professionnels de se fournir sur le marché libre à des prix non régulés – possibilité ouverte d'abord aux plus gros consommateurs professionnels d'électricité, puis à toutes les entreprises à partir de 2004. La demande éligible à la dérégulation représente en conséquence les deux tiers de la demande totale d'électricité.

1. Pour une description détaillée du fonctionnement du marché français, voir les rapports annuels de la Commission de régulation de l'énergie.

Cette dérégulation du marché de détail sera complétée par la possibilité de se fournir sur le marché libre pour les consommateurs domestiques, en 2007, même si la loi sur l'énergie de novembre 2006 permet le maintien du tarif régulé pendant deux ans pour les consommateurs qui le souhaitent, ainsi que le retour temporaire à un tarif régulé majoré pour ceux des consommateurs qui ont subi, sur le marché libre, une forte augmentation des prix. Selon le même esprit d'intensification de la concurrence, les modalités d'attribution des capacités d'interconnexion entre la France et plusieurs pays limitrophes ont été réformées le 1^{er} janvier 2006 dans le sens d'un mécanisme d'enchères, pour placer sur un pied d'égalité l'opérateur historique EDF et les opérateurs alternatifs. Par ailleurs, EDF a été partiellement privatisé en 2005 (à hauteur de 13 % de son capital). Si cette privatisation partielle ne constitue pas une mesure de libéralisation du marché, elle s'inscrit néanmoins dans le contexte du passage d'un monopole public à un environnement concurrentiel.

Ces réformes ont eu pour conséquence la montée en puissance des mécanismes de marché et l'arrivée de nouveaux acteurs. Des concurrents d'EDF développent leurs capacités de production ; les volumes d'électricité échangés sur le marché de gros augmentent ; plus de vingt fournisseurs proposent de l'électricité aux clients finaux ; et plus d'un tiers des clients ayant choisi de se fournir sur le marché dérégulé ont fait appel à un fournisseur alternatif à EDF. En outre, l'augmentation progressive des capacités d'interconnexion a stimulé les échanges avec l'étranger.

Mais la libéralisation est incomplète. Sur le marché de gros, la grande majorité des échanges s'effectue non sur un marché organisé, mais au moyen d'échanges de gré à gré. Surtout, la production

demeure extrêmement concentrée : EDF assure plus de 90 % de la production et possède la totalité de la capacité de production nucléaire.

Une modeste déconcentration de la capacité nucléaire est toutefois intervenue en 2001 sous l'égide de la Commission européenne, puisque à l'occasion de l'acquisition par EDF de l'énergéticien allemand EnBW, elle a obtenu la cession par EDF de « centrales nucléaires virtuelles ». Il s'agit d'options d'achat d'électricité à un prix voisin du coût marginal de la production nucléaire, pour une durée limitée, vendues aux enchères régulièrement. Elles portent sur une capacité totale de 6 GW, soit environ 10 % de la puissance moyenne en service en France. Ce système de cessions virtuelles, en vigueur dans plusieurs pays européens, revient donc à organiser la location par EDF d'une partie de sa capacité de production nucléaire, sans modifier la propriété physique des centrales.

La compatibilité de cette concentration extrême avec le bon fonctionnement du marché constitue une question essentielle, d'autant que, dans de nombreux pays, des problèmes concurrentiels ont pu être identifiés sur des marchés beaucoup moins concentrés que le marché français. Cette question est d'autant plus aiguë qu'EDF détient la totalité du parc de production nucléaire (en dehors de la petite partie cédée virtuellement), dont les coûts sont inférieurs à ceux des autres technologies.

Cette situation conduit parfois à évoquer une « rente nucléaire » dont bénéficierait EDF et à préconiser sa restitution aux consommateurs, soit au moyen d'une intensification de la concurrence (c'est l'esprit du mécanisme des centrales virtuelles), soit en régulant les prix – solution que la récente loi sur l'énergie a prolongée au-delà du

1^{er} juillet 2007, contrairement à ce qui était initialement prévu¹. Mais, ainsi qu'il est montré plus loin, la première de ces deux solutions ne peut pas avoir d'effet à court ou moyen terme, et la seconde est néfaste.

Éléments fondamentaux sur les marchés électriques

Pour comprendre le fonctionnement du marché électrique et formuler des recommandations de politique publique, il faut faire un détour par les fondamentaux : les caractéristiques physiques très particulières de l'électricité, qui ont pour conséquence un fonctionnement de marché sans équivalent dans d'autres secteurs.

L'ÉLECTRICITÉ NE PEUT PAS ÊTRE STOCKÉE

Puisque l'électricité ne peut être stockée, il faut produire à chaque instant la quantité demandée. Or celle-ci fluctue fortement dans le temps : au sein d'une même journée, selon les rythmes domestiques et industriels, et selon les saisons, puisque le chauffage et l'éclairage représentent une part importante de la demande. En France, la consommation moyenne était ainsi de 54 GW en 2005, mais elle a varié entre un minimum de 31 GW et un maximum de 86 GW.

LE PARC OPTIMAL DE PRODUCTION

La satisfaction au moindre coût d'une demande fluctuante nécessite un parc de production diversifié. Pour la demande de « base », c'est-à-

1. EDF conteste la notion même de rente nucléaire et soutient que le niveau actuel de ses profits se justifie par le coût élevé des investissements nucléaires futurs, nécessaires pour renouveler voire étendre le parc actuel à partir de 2017, date prévue pour le démantèlement des plus anciennes centrales actuellement en service.

dire pour produire en permanence une quantité d'électricité suffisant à satisfaire la demande minimale, il est souhaitable d'utiliser des techniques de production dont le coût marginal (le coût de production d'un MWh supplémentaire d'électricité) est faible, même si leurs coûts fixes (liés à la capacité de production mais pas à la quantité effectivement produite) sont élevés. Au contraire, pour satisfaire les pics de demande, il faut recourir à des techniques de production dont les coûts fixes sont faibles, même si les coûts variables sont élevés : il serait par exemple inefficace de construire des centrales coûteuses pour ne les utiliser que pendant les cinquante heures par an pendant lesquelles la demande excède 80 GW. Par ailleurs, le choix du « mix de production » doit aussi tenir compte de l'impact des différentes techniques de production sur l'environnement. En principe, la taxation des émissions de gaz à effets de serre, qui renchérit les techniques de production les plus polluantes, conduit à « internaliser » dans les coûts de production l'impact des différents choix techniques sur l'environnement¹. En conséquence, cette question se confond avec celle de l'efficacité productive – c'est-à-dire de la capacité à produire au moindre coût².

Les coûts fixes et variables des différentes technologies (y compris ceux induits par la taxation des émissions de gaz à effet de serre), la distribution statistique de la demande intérieure et de la demande et de l'offre chez nos voisins, ainsi que l'ampleur des capacités d'inter-

1. Le prix des permis d'émission constitue un déterminant important des décisions relatives au choix des techniques de production. Par exemple, le « krach du CO₂ » intervenu en avril 2006 explique pour une part le retour en grâce du charbon au détriment du gaz (l'autre facteur étant le renchérissement du gaz naturel, plus marqué que celui du charbon).

2. En raison de l'internalisation dans les coûts de l'impact sur l'environnement, ce point n'est pas abordé en tant que tel dans le présent ouvrage.

connexion déterminent la structure du parc optimal. Selon la majorité des études disponibles, la production nucléaire, caractérisée par des coûts fixes très élevés et des coûts variables très faibles, est efficace pour satisfaire la demande de base et une partie de la demande de « semi-base »¹. Par exemple, selon un rapport récent, il serait efficace qu'en France le parc nucléaire soit suffisamment étendu pour satisfaire à lui seul la demande 43 % du temps – en d'autres termes, le coût moyen de production d'une centrale nucléaire est inférieur à celui des autres technologies lorsque la durée d'utilisation des centrales considérées est supérieure à 57 % d'une année². D'autres techniques de production, à base d'énergies fossiles, prennent ensuite le relais du nucléaire pour le compléter lorsque la demande d'électricité excède la capacité nucléaire disponible : il s'agit d'abord des techniques de « semi-base » que sont les centrales à charbon et les cycles combinés au gaz, puis des techniques de pointe (turbines à combustion au gaz ou au fioul), dont le coût fixe est faible mais le coût marginal élevé³.

1. L'énergie hydroélectrique, dont le coût marginal est très faible (du moins pour l'énergie produite « au fil de l'eau »), constitue une technique de base, de même que le nucléaire. En France, la capacité de production hydroélectrique au fil de l'eau est proche de 3 GW, soit environ 10 % de la valeur minimale atteinte par la demande intérieure.

2. *Rapport sur les prix de l'électricité*, conseil général des Mines et inspection des Finances, 2004. Ces chiffres se fondent sur les cours des énergies fossiles en vigueur en 2003. Leur forte augmentation depuis cette date conduirait à réévaluer à la hausse la taille du parc nucléaire optimal et la durée de marginalité correspondante.

3. Dans la réalité, une petite partie du parc de production thermique doit être utilisée même en période de basse demande, afin de répondre aux fluctuations de demande à très court terme. La production de certaines centrales thermiques peut en effet être modulée plus rapidement que celle des centrales nucléaires, pour lesquelles un délai incompressible de quelques heures est nécessaire.

Il faut, pour être complet, relever que l'estimation des coûts fixes du nucléaire est très sensible aux hypothèses retenues sur la durée de vie des centrales, le coût du démantèlement futur et de la gestion des déchets ainsi que le coût du capital – ce qui explique d'importantes divergences d'appréciation sur les mérites du nucléaire¹.

LA FORMATION DES PRIX SUR UN MARCHÉ CONCURRENTIEL DE L'ÉLECTRICITÉ

Même si les marchés électriques réels s'en écartent toujours plus ou moins, en particulier dans le cas de la France, la concurrence parfaite – c'est-à-dire un fonctionnement de marché caractérisé par une multitude de petits producteurs dépourvus d'influence individuelle sur le niveau des prix – constitue une référence théorique pertinente, parce que très simple. En dehors des périodes de pointe, pendant lesquelles la production peut buter sur des contraintes physiques et les

1. Pour une comparaison des coûts du nucléaire avec ceux d'autres technologies de production, cf. OECD/IEA, *Projected Costs of Generating Electricity*, 2005 ; R. Tarjanne et K. Rissanen, *Competitiveness Comparison of the Electricity Production Alternatives*, research report, Lappeenranta University of Technology, 2004 ; University of Chicago, *The Economic Future of Nuclear Power*, special report, 2004 (www.anl.gov/Special_Reports) ; MIT, *The Future of Nuclear Power*, 2003 ; Canadian Energy Research Institute, *Levelised Unit Electricity Cost Comparison of Alternative Technologies for Baseload Generation in Ontario*, août 2004. Pour une analyse de sensibilité à l'incertitude, cf. F. Roques, W. Nuttall et D. Newbery, « Using probabilistic analysis to value power generation investment under uncertainty », *Cambridge Working Paper in Economics* 0650, 2006. La présente étude prend comme point de départ les coûts indiqués dans l'étude *Coûts de référence de la production électrique* (ministère de l'Industrie, 2003), tels que repris dans le *Rapport sur les prix de l'électricité* précité, et les modifie pour tenir compte du niveau actuel du cours des énergies fossiles et des permis d'émission de gaz à effet de serre. Les calculs qui sous-tendent l'analyse ici développée tiennent compte également de la production hydroélectrique.

prix atteindre des niveaux considérables (dix ou vingt fois supérieurs aux prix moyens), le prix, sur un marché parfaitement concurrentiel, coïncide à chaque instant avec le coût marginal de la production d'électricité par la technique marginale, c'est-à-dire par la technique la plus coûteuse à laquelle il est nécessaire de recourir pour satisfaire la totalité de la demande¹. Supposons par exemple que le parc de production se compose de centrales nucléaires, pour une capacité disponible de 40 GW, de techniques de semi-base (au charbon, par exemple) pour une capacité disponible de 20 GW et de techniques de pointe au-delà. Lorsque la demande est de 50 GW, il faut pour la satisfaire utiliser la totalité du parc nucléaire (40 GW), ainsi qu'une partie du parc de semi-base (10 GW sur 20 GW). Celui-ci constitue alors la technique de production marginale, car à la marge les variations de la demande d'électricité seraient associées à des variations équivalentes de la production de semi-base. Si le prix de l'électricité ne couvrait pas les coûts marginaux de la semi-base, les propriétaires des centrales correspondantes n'auraient aucun intérêt à produire de l'électricité et la demande ne serait pas satisfaite. À l'inverse, si le prix était supérieur à ce coût marginal, ils auraient intérêt à produire de l'électricité en utilisant la totalité de leurs capacités, et l'offre serait alors supérieure à la demande. Le prix qui équilibre le marché, à court terme, est donc le coût marginal de la technique marginale.

En particulier, un marché parfaitement concurrentiel rémunérerait la production nucléaire à un niveau supérieur à son coût marginal

1. L'analyse des prix instantanés (« prix spot » relevés sur le marché de gros) est pertinente car le prix des produits « standard » (électricité de « base », c'est-à-dire à puissance constante, et de « pointe », livrée de 8 h à 20 h du lundi au vendredi) est en pratique très fortement lié à celui des prix « spot ».

pendant la période de non-marginalité du nucléaire. Conséquence normale d'une hypothétique concurrence parfaite entre de nombreux producteurs nucléaires, le prix de l'électricité serait égal au coût marginal de la production nucléaire pendant la durée de marginalité du nucléaire (environ 7 € /MWh). Mais lorsque la demande excède la capacité nucléaire totale, les prix seraient dictés par les coûts marginaux des techniques de production marginales, très supérieurs à ceux du nucléaire (au moins 30 € /MWh).

LA CONCURRENCE PARFAITE EST COMPATIBLE AVEC LE RECOUVREMENT DES COÛTS FIXES

Cette propriété signifie qu'à la différence de la plupart des autres secteurs de l'économie, la concurrence parfaite n'est pas incompatible avec le recouvrement des coûts fixes : même en présence de concurrence parfaite, la production nucléaire est rémunérée au-dessus de son coût marginal lorsque la demande excède la capacité nucléaire totale ; il en va de même des techniques de semi-base lorsqu'elles ne suffisent pas à satisfaire la demande. Quant aux techniques de pointe, elles bénéficient de prix de vente très élevés dus au « rationnement » qui doit s'opérer lorsque la production bute sur des contraintes physiques.

Plus précisément, un raisonnement théorique simple montre que la concurrence pure et parfaite combinée à l'absence de barrières à l'entrée conduit, sous certaines hypothèses, à un niveau d'investissement optimal dans les différentes technologies de production électrique¹.

1. P. Joskow et J. Tirole, « Reliability and competitive electricity markets », *Rand Journal of Economics*, à paraître.

La taille du parc nucléaire optimal dépend en effet de l'avantage de coût marginal procuré par cette technologie par rapport aux autres. Mais la rémunération de la production nucléaire dépend elle aussi du différentiel de coûts marginaux, puisqu'en période de marginalité de la production fossile, la rémunération du nucléaire dépend des coûts marginaux de la production fossile. Si ceux-ci augmentent, les centrales nucléaires deviennent plus rentables, ce qui attire de nouveaux investissements nucléaires. L'expansion du parc nucléaire diminue la durée de marginalité des modes de production fossiles, qui détermine la rentabilité du nucléaire. À terme, elle ramène la rentabilité des centrales nucléaires à un niveau « normal », celui du coût du capital, ajusté pour le risque¹.

On peut certes objecter que la réalité s'écarte toujours des modèles théoriques. Mais ceux-ci mettent en évidence un point important : il n'y a pas de raison fondamentale pour supposer que la concurrence empêche la rémunération des coûts fixes et conduit à un sous-investissement en techniques de production de base – celles, comme

1. Selon certains économistes, les incitations privées à investir dans la technologie nucléaire seraient toutefois insuffisantes en raison de l'ampleur des investissements et du risque associé (F. Roques, W. Nuttall, D. Newbery, R. de Neufville et S. Connors, « Nuclear power : a hedge against uncertain gas and carbon prices ? », *Electricity Policy Research Group Working Paper 05/09*, 2005). Cette idée est à l'origine de politiques publiques en faveur du nucléaire, comme aux États-Unis depuis l'Energy Act de 2005. Cependant, certaines solutions de marché, comme celle adoptée récemment dans le cas du nouveau réacteur nucléaire EPR en Finlande (recours à un consortium pour fractionner l'investissement initial et contrats de long terme pour limiter le risque sur le prix de vente de l'électricité), pourraient contribuer au rétablissement d'incitations adéquates.

le nucléaire, dont les coûts fixes sont les plus élevés. La question de l'adéquation des incitations de marché se pose en revanche avec plus d'acuité pour les techniques de pointe¹, même si plusieurs expériences récentes ont montré que la libéralisation pouvait entraîner d'importants efforts d'investissement².

En résumé, la concurrence parfaite, encadrée et complétée par des mécanismes de régulation appropriés (permettant éventuellement la rémunération des capacités de production), peut conduire à l'efficacité productive dynamique – en fournissant des incitations adéquates à investir dans les différentes techniques de production. Elle conduit aussi à l'efficacité allocative puisque, si le prix est égal au coût marginal, chaque consommateur fonde ses décisions de consommation d'électricité sur le coût réel et instantané de la production d'un MWh supplémentaire³.

1. Les économistes sont partagés sur l'efficacité de la concurrence pour induire des investissements suffisants dans les techniques de pointe parce que la rentabilité dépend du détail des fluctuations futures de la demande, qui sont incertaines. Certains préconisent des mécanismes incitatifs spécifiques, comme la rémunération de la mise à disposition de capacités de production indépendamment de la production effective, en vigueur dans certains pays. Sur ce sujet controversé, cf. F. Roques, D. Newbery et W. Nuttall, « Investment incentives and electricity market design : the British experience », *Review of Network Economics*, 2 (4), 2005 et P. Joskow, « Competitive electricity markets and investment in new generating capacity », in D. Helm (éd.), *The New Energy Paradigm*, Oxford, Oxford University Press, 2006.

2. Cf. P. Joskow, « Electricity sector restructuring and competition : lessons learned », *Latin American Economic Journal*, 121, 2003.

3. Le fonctionnement réel du marché est bien sûr différent puisque sur le marché de détail, le prix payé par la plupart des consommateurs ne varie pas d'une heure à l'autre, contrairement au prix de gros sur le marché spot.

RENTES DE RARETÉ ET RENTES DE MONOPOLE

Le thème de la « rente nucléaire d'EDF » est récurrent. Mais cette notion demande à être précisée. On peut en effet distinguer deux types de rentes : une rente de rareté et une rente de monopole (figure 1). Leurs conséquences sur l'efficacité économique globale sont diamétralement opposées et elles conduisent à des préconisations de politique économique divergentes.

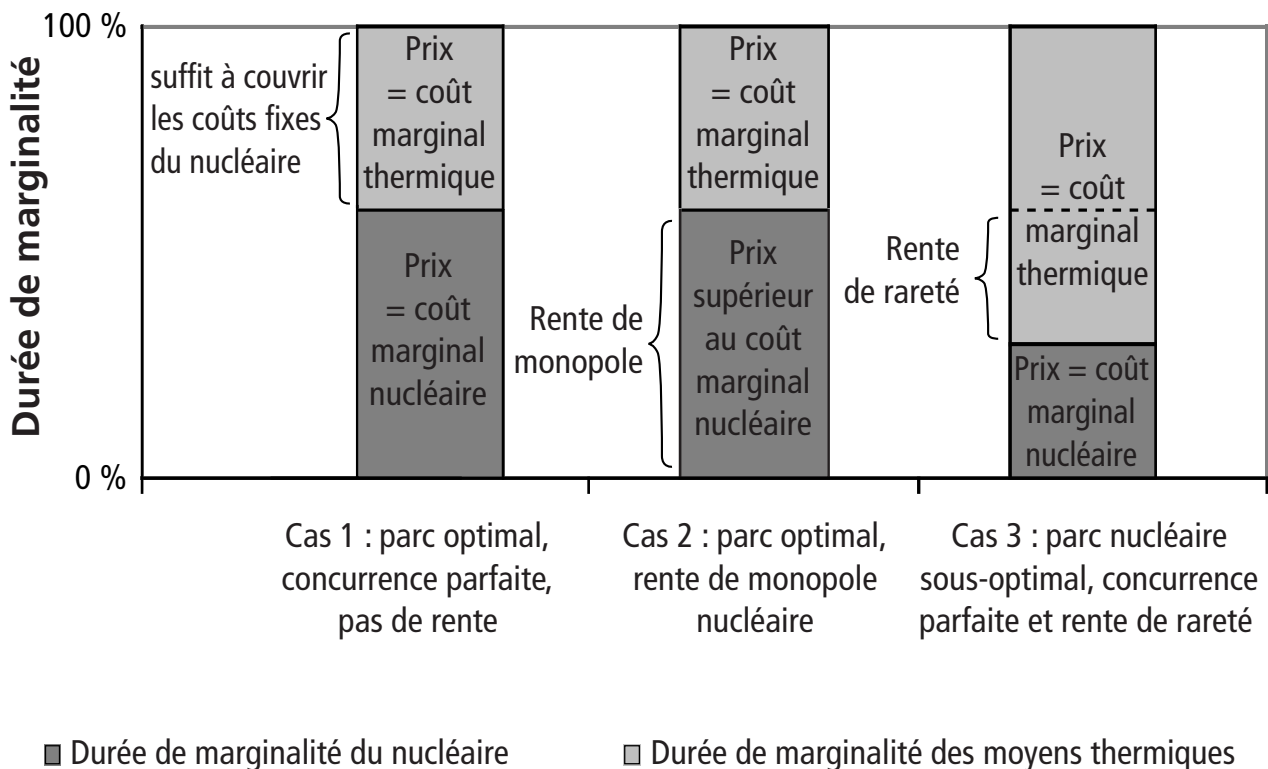


Figure 1 – Rente de rareté et rente de monopole.

Un exemple numérique peut être utile. Supposons par exemple que le parc nucléaire optimal disponible corresponde à une durée de marginalité nucléaire de 40 % (au sens où la demande totale, en incluant la capacité d'interconnexion sortante et après soustraction de la puissance de production hydroélectrique au fil de l'eau, est inférieure

environ 40 % du temps à la capacité nucléaire disponible). Cela signifie que la production nucléaire peut couvrir ses coûts complets – coûts fixes, provisions pour démantèlement et rémunération du capital à un niveau normal intégrant la prise en compte du risque – en étant rémunérée uniquement pendant la période de marginalité des autres modes de production (à base de charbon, de gaz et de fioul) au niveau des coûts marginaux de ces derniers – soit 60 % du temps.

Deux phénomènes pourraient conduire à une rémunération supérieure – donc à une rente nucléaire.

Tout d'abord, le parc nucléaire pourrait être inférieur à son niveau optimal. Dans ce cas, même en présence de concurrence parfaite, il serait rémunéré au-dessus de ses coûts marginaux plus de 60 % du temps, durée pourtant suffisante pour couvrir ses coûts fixes. Ses détenteurs bénéficieraient alors d'une *rente de rareté*, quelle que soit l'intensité de la concurrence. Une rente de rareté temporaire peut notamment survenir si une modification soudaine affecte l'offre ou la demande, parce que le parc nucléaire ne peut pas s'ajuster instantanément. Du côté de l'offre, une augmentation du coût des énergies fossiles engendrerait une rente de rareté car elle augmenterait la durée de marginalité optimale du nucléaire, alors que la durée de marginalité effective serait inchangée. Du côté de la demande, une augmentation de la consommation intérieure ou de la demande étrangère aurait le même effet car elle diminuerait la durée de marginalité effective du nucléaire alors que la durée de marginalité optimale serait inchangée (figure 2).

Si le parc nucléaire a la dimension optimale, sa rémunération peut néanmoins dépasser la couverture de ses coûts complets à cause d'une concurrence insuffisante entre producteurs nucléaires. Dans le

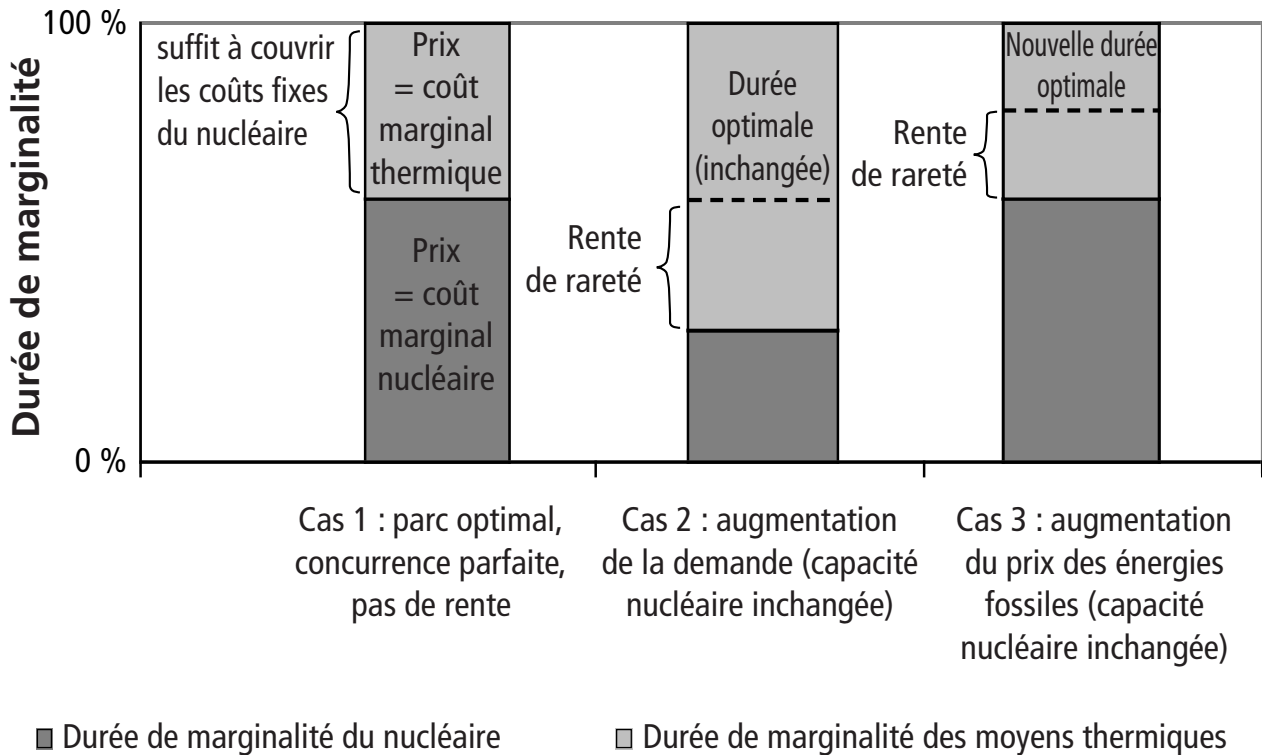


Figure 2 – Deux causes possibles d’une rente de rareté.

cas extrême d’un monopole, le parc nucléaire ne serait pas rémunéré au niveau de son coût marginal pendant sa période de marginalité (40 % du temps), mais au niveau que déciderait de fixer le monopole – probablement le coût marginal de la technique immédiatement plus coûteuse. Il bénéficierait alors d’une *rente de monopole*. Dans le cas intermédiaire d’un oligopole nucléaire, la rente correspondante serait inférieure à la rente de monopole, en raison de la présence d’une certaine concurrence.

En résumé, une rente de rareté existe si la durée de marginalité du nucléaire est inférieure à sa durée optimale (parce que le parc nucléaire est insuffisant), et une rente de monopole ou d’oligopole si, pendant la durée de marginalité du nucléaire, celui-ci est rémunéré au-dessus de son coût marginal. Ces deux rentes peuvent bien sûr

coexister, sauf si le parc nucléaire est insuffisant au point que le nucléaire n'est jamais marginal.

Nous montrons plus loin que la rente nucléaire actuelle est une rente de rareté, indépendante de la concurrence éventuelle entre producteurs nucléaires. À long terme, de nouveaux investissements nucléaires pourraient la faire disparaître, et le problème d'une éventuelle rente de monopole se poserait.

Les causes de la rente de rareté du nucléaire : prix des énergies fossiles, intégration européenne et demande intérieure

LA CAUSE IMMÉDIATE : LE PRIX DES ÉNERGIES FOSSILES

Le prix en vigueur sur la partie dérégulée du marché de l'électricité a plus que doublé entre 2002 et 2006, passant, pour de l'électricité en « base » (c'est-à-dire à puissance constante), de 25 €/MWh à 55 €/MWh environ. La cause immédiate de cette augmentation est le renchérissement des énergies fossiles : entre 2002 et 2005, le prix du charbon a augmenté de plus 70 %, celui du pétrole et du gaz a plus que doublé, et le krach des permis d'émission de gaz à effet de serre en avril 2006 n'a pas suffi à compenser cette hausse. Cette explication est corroborée par la forte corrélation existant entre le prix de l'électricité « spot » sur la bourse Powernext et le cours du gaz naturel.

Mais ce constat n'est que le début de l'analyse, car il convient de déterminer pourquoi la hausse du prix des énergies fossiles a eu un tel impact sur les prix, malgré l'ampleur du parc de production nucléaire, dont les coûts n'ont pas été affectés. En effet, le lien entre le prix des énergies fossiles et celui de l'électricité pourrait, *a priori*, aussi bien

s'expliquer par l'absence de concurrence entre producteurs nucléaires (ce qui laisserait à EDF la liberté d'augmenter les prix jusqu'au niveau des coûts des technologies de production non nucléaires) que par d'autres facteurs, indépendants de l'intensité de la concurrence entre producteurs nucléaires.

LE MÉCANISME DE TRANSMISSION :

LA RARETÉ DU NUCLÉAIRE, DUE À L'INTÉGRATION EUROPÉENNE ET À LA CROISSANCE DE LA DEMANDE INTÉRIEURE

Il est possible de trancher nettement : le lien entre le coût des énergies fossiles et le prix de l'électricité en France sur le marché dérégulé ne vient pas principalement du manque de concurrence, mais de la rareté relative du nucléaire.

À l'heure actuelle, la production nucléaire n'est presque jamais suffisante pour assurer à elle seule la consommation française¹. Bien qu'elle ait assuré 78 % de la production d'électricité totale en 2005, il fallait presque toujours la compléter par une production à base d'énergies fossiles. Aussi modeste que soit cette production fossile complémentaire (sauf pendant les pics de demande), c'est elle qui, au moins 90 % du temps, détermine le prix « instantané » de l'électricité : il faut que celui-ci couvre au moins son coût marginal (entre 30 et 60 €/MWh), très supérieur à celui du nucléaire (environ 7 €/MWh).

1. Selon le rapport au Parlement *Programmation pluriannuelle des investissements* en date du 9 juin 2006, le coefficient d'utilisation des centrales nucléaires s'élevait à 93 % en 2004 et ne devrait pas augmenter ultérieurement malgré l'augmentation continue de la demande, car l'inutilisation des 7 % s'explique avant tout par des raisons techniques (optimisation de la durée de vie des centrales et contraintes environnementales).

La rente de rareté du nucléaire provient donc de l'écart entre le coût marginal élevé (car lié à la production à partir d'énergies fossiles) et le coût moyen de la production nucléaire.

Cette « non-marginalité » du nucléaire a deux causes. Tout d'abord, les exportations vers l'étranger. Dans la mesure où le parc nucléaire de nos voisins est toujours inférieur à la demande, la production nucléaire française, lorsqu'elle excède la demande intérieure, est utilisée pour l'exportation, puisque le coût marginal de production nucléaire est très inférieur à celui des techniques de production utilisées à l'étranger. En conséquence, pour que la technique nucléaire soit marginale et puisse déterminer le prix de l'électricité en France, il faut que la demande intérieure (nette de la production hydroélectrique), additionnée aux capacités d'interconnexion sortantes (13 GW, soit plus de 20 % de la puissance moyenne en service), soit inférieure à la capacité nucléaire disponible – ce qui n'est que rarement le cas. On peut estimer que, si les interconnexions sortantes n'existaient pas, la durée de marginalité du nucléaire, au lieu d'être inférieure à 10 %, serait supérieure à 40 %. Cela signifie que, sous réserve d'un bon fonctionnement concurrentiel, le prix serait déterminé par le coût marginal de la production fossile pendant environ 60 % du temps, et non 90 % : sans les capacités d'exportation, l'impact du renchérissement des énergies fossiles serait réduit d'un tiers.

L'importance de l'intégration des marchés dans la détermination des prix est d'ailleurs illustrée par la forte corrélation entre les prix allemands et les prix français, visible sur la figure 3.

L'autre cause de la non-marginalité du nucléaire est la croissance lente, mais continue, de la demande (entre 0,5 % et 2,5 % par an). Pour accompagner cette évolution tout en maintenant inchangée la

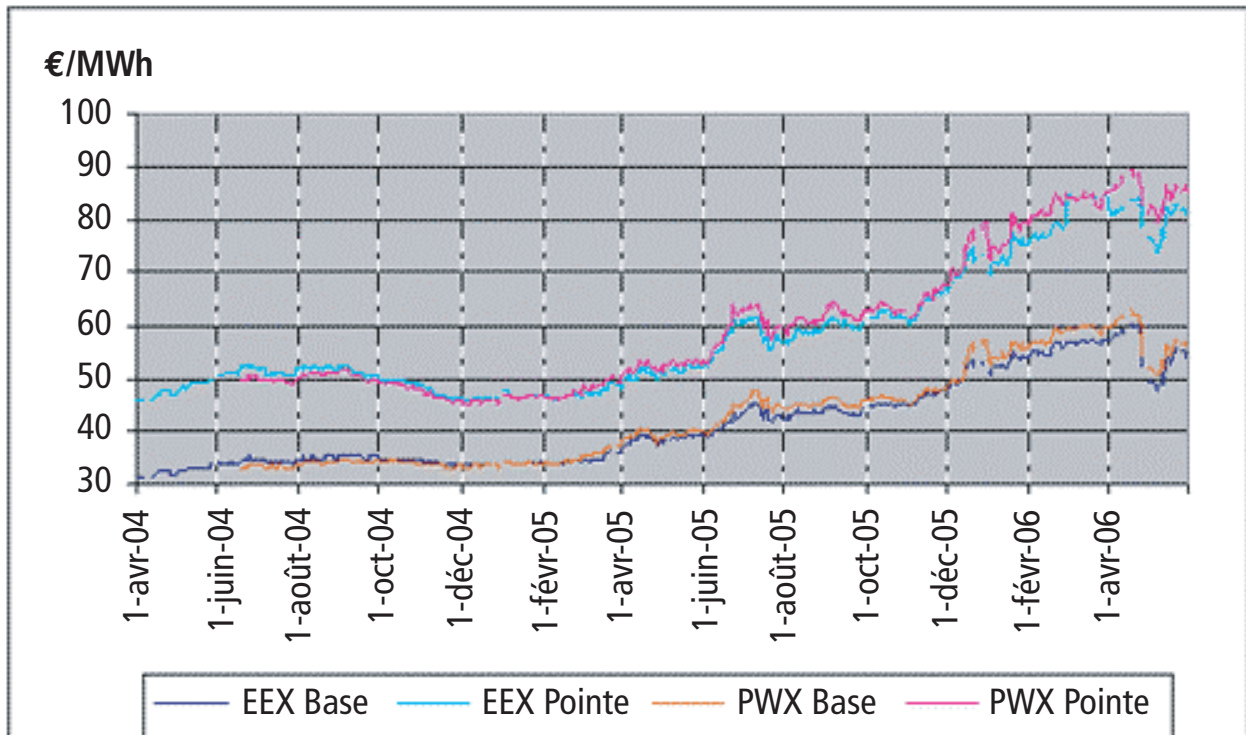


Figure 3 – Les prix en France et en Allemagne.

Source : CRE. Les prix indiqués sont des prix *forward* annuels, c'est-à-dire des options d'achat d'électricité portant sur une année entière¹.

durée de marginalité du nucléaire – ce qui serait économiquement efficace si les coûts des différentes technologies n'évoluaient pas –, il faudrait étendre le parc nucléaire au même rythme, soit environ un nouveau réacteur tous les deux ans. Or ce n'est pas ce qui se passe : entre 1993 et la mise en service d'un réacteur EPR en 2012, la capacité nucléaire n'aura augmenté que de 11 %, mais la consommation intérieure d'au moins 35 %.

1. Le prix indiqué n'inclut pas l'acheminement ni la commercialisation de l'électricité, payés en plus par les consommateurs. PwX et EEX désignent respectivement Powernext, la bourse de l'électricité française, et European Energy Exchange, son équivalent allemand.

L'AMPLEUR DE LA RENTE DE RARETÉ DU NUCLÉAIRE

La part respective des différentes causes à l'origine de la rente de rareté actuelle peut être décrite en termes de durée de marginalité du nucléaire. Un rapport récent a estimé que, sur la base des coûts de production de 2003, il serait efficace de disposer d'un parc nucléaire suffisamment vaste pour satisfaire à lui seul la demande française 43 % du temps (soit une capacité disponible moyenne d'environ 60 GW)¹. Un tel parc nucléaire aurait donc pu couvrir ses coûts complets en étant rémunéré 57 % du temps à un niveau correspondant au coût marginal de la production d'électricité à partir d'énergies fossiles alors en vigueur².

Mais on peut estimer qu'en raison du renchérissement des énergies fossiles, la durée de marginalité nucléaire optimale a augmenté, pour être voisine de 75 % en 2006 (soit une capacité disponible moyenne de 72 GW) : il suffirait, pour couvrir les coûts fixes du nucléaire, que l'électricité soit rémunérée pendant 25 % du temps à un niveau correspondant au coût marginal de la production fossile. Or, du fait de l'augmentation de la demande française et de la capacité accrue d'interconnexion sortante, le nucléaire n'est marginal que moins de 10 % du temps (ce qui correspond à une capacité nucléaire disponible moyenne de 52 GW).

1. Rapport sur les prix de l'électricité, précité. La formulation en termes de capacité nucléaire disponible, adoptée dans ce rapport comme dans la présente étude, constitue une simplification. Dans la réalité la disponibilité varie avec le temps, puisque les arrêts de centrales nucléaires dus aux besoins de maintenance interviennent, dans la mesure du possible, pendant les périodes de basse demande (en été).

2. Comprise de manière littérale, l'expression « coût marginal de la production à partir d'énergies fossiles » est erronée car il existe en réalité un « mix » de techniques à partir d'énergies fossiles – lui-même susceptible de varier selon les fluctuations des prix relatifs du gaz, du charbon et du pétrole.

L'écart entre la durée de marginalité nucléaire réelle (moins de 10 %) et optimale (environ 75 %) donne la mesure de la rente de rareté du nucléaire.

On peut évaluer son ordre de grandeur à partir des chiffres suivants : alors que le coût complet de l'électricité par la technologie EPR est compris entre 30 et 35 €/MWh¹, le prix d'une option d'électricité en « base » pour 2007 s'élève, en septembre 2006, à près de 55 €/MWh. Si la différence entre ces deux chiffres est prise pour mesure de la rente de rareté potentielle (dans un marché qui serait entièrement dérégulé, ce qui n'est pas le cas actuellement), celle-ci s'élève au total à environ 9 milliards d'euros par an. À titre de comparaison, ce montant représente près de 15 % du produit de l'impôt sur le revenu et 0,5 % du PIB. Il est équivalent à l'augmentation de la facture pétrolière de la France entre 2004 et 2005.

Ce chiffre élevé conduit à s'interroger sur la pérennité de cette rente et sur les facteurs susceptibles de la dissiper. Elle semble appelée à persister. Ni la concurrence, ni l'intégration européenne ne pourront avoir d'effet sur elle ; quant à une hypothétique expansion du parc nucléaire, elle n'est envisageable qu'à long terme.

LA CONCURRENCE N'AURA PAS D'IMPACT SUR LA RENTE DE RARETÉ

Une hypothétique concurrence entre producteurs nucléaires n'aurait pas d'impact sur la redistribution de la rente dès lors que la capacité nucléaire disponible est presque toujours inférieure à la demande.

1. Source : Areva. Le chiffre de 46 €/MWh mentionné par EDF correspond au coût d'une « tête de série » unique, et n'est pas contradictoire avec le chiffre mentionné par Areva, qui correspond à une série longue.

Chaque producteur nucléaire sait en effet qu'il pourra écouler sa production même si elle est plus chère que celle des autres producteurs nucléaires, du moins aussi longtemps que le prix demandé est inférieur au coût marginal de la production à partir d'énergies fossiles. Les prix resteront donc au moins égaux aux coûts marginaux des techniques appelées à la marge, c'est-à-dire, presque toujours, aux coûts de production d'électricité à partir d'énergies fossiles.

Il ne faut donc pas s'étonner de constater que la timide déconcentration intervenue en 2001, à l'occasion de la cession virtuelle et temporaire par EDF de moins de 10 % de sa capacité nucléaire, n'a pas eu d'impact sur les prix. De même, contraindre EDF à vendre son électricité à « prix coûtant » à des opérateurs alternatifs, conformément à la demande formulée par ces derniers, ne ferait pas diminuer la rente de rareté. Si elles peuvent stimuler le développement d'opérateurs concurrents d'EDF sur le marché français et, peut-être, faire un peu baisser les prix en intensifiant la concurrence hors de la période de marginalité du nucléaire, de telles mesures ne sauraient entamer la rente nucléaire.

L'analyse serait bien sûr différente si cette dernière était due aux imperfections de la concurrence, et non à la rareté. Mais cela n'est pas le cas actuellement. Une telle situation ne se présentera qu'à la suite d'une extension massive du parc nucléaire français, qui n'est envisageable qu'à l'horizon de plusieurs décennies (voir *infra*).

L'EUROPÉANISATION CONTRIBUERA À PÉRENNISER LA RENTE DE RARETÉ

L'intégration européenne, par le développement des interconnexions physiques et la rationalisation de leur attribution, présente des avantages évidents. Elle favorise l'efficacité productive car elle permet de

produire l'électricité au moindre coût et de rationaliser la production au niveau européen. Il serait en effet absurde de laisser inutilisée une partie de la capacité nucléaire française alors qu'elle pourrait se substituer à des techniques de production plus coûteuses (et plus polluantes) utilisées à l'étranger. L'intégration européenne, par ailleurs, accroît la sécurité d'approvisionnement, puisque les capacités de chaque pays peuvent être mobilisées pour répondre à une défaillance technique ou à un pic de demande à l'étranger, ce qui peut aussi contribuer à rendre plus rares les périodes de prix extrêmement élevés.

Mais ces vertus incontestables ont pour conséquence de rendre encore plus certaine et durable la rente de rareté du nucléaire. Car sur un hypothétique marché européen – lequel n'existe aujourd'hui que partiellement, en raison des limites physiques des interconnexions – la capacité nucléaire totale est très inférieure à la demande, même lorsque celle-ci atteint son niveau minimal. Le prix, sur ce marché hypothétique, serait donc toujours déterminé par le coût marginal d'une technique de production fossile.

Sans considérer le cas extrême d'un marché parfaitement intégré, on peut remarquer que le nucléaire n'est la technique marginale en France que lorsque la *somme* de la demande française et de la capacité d'interconnexion sortante est inférieure à la capacité nucléaire disponible. Plus la capacité d'interconnexion est élevée, plus une telle situation est improbable. Si les interconnexions devaient se développer fortement, la rente de rareté du nucléaire français serait donc solidifiée, et l'ampleur des investissements nucléaires nécessaires pour aboutir au parc optimal et à la disparition de la rente de rareté serait accrue.

Il faut enfin noter que, si l'europanisation empêche les consommateurs français de bénéficier des faibles coûts de la production nucléaire, elle n'en fait pas non plus profiter les consommateurs

étrangers, puisque le nucléaire n'est jamais marginal à l'étranger. On peut donc, en résumé, dire que l'europanisation rend plus efficace l'exploitation du parc de production nucléaire – puisqu'elle permet d'utiliser plus souvent cette technique à faible coût marginal. Mais EDF s'approprie la totalité du gain d'efficacité correspondant, et même davantage : l'europanisation, parce qu'elle augmente le niveau des prix en France, se traduit en outre par un transfert des consommateurs français au bénéfice d'EDF¹.

DE NOUVEAUX INVESTISSEMENTS DIMINUERONT-ILS LA RENTE DE RARETÉ ?

Dans un secteur économique normal, la présence de rentes de rareté ne pose pas de problème. Au contraire, elle stimule de nouveaux investissements, qui réduisent la rareté et font, à terme, disparaître la rente. Mais sur le marché de la production d'électricité, ce mécanisme d'ajustement pourrait ne pas jouer, ou du moins jouer très lentement, à cause des entraves politiques et techniques qui limitent le développement de nouvelles capacités nucléaires.

Si le prix des énergies fossiles et la demande se maintenaient à leur niveau actuel, il faudrait pour parvenir au parc optimal ajouter 20 GW de capacités nucléaires disponibles, soit l'équivalent d'environ quinze réacteurs EPR. L'augmentation de la demande et la nécessité de remplacer les centrales nucléaires actuelles à partir de 2017 nécessitera en fait des investissements encore plus importants. En pratique, les délais administratifs et techniques conduisent à un délai d'au moins six

1. Cet effet est sans doute partiellement compensé par le fait que l'intégration européenne, même limitée, intensifie la concurrence pendant les périodes de demande élevée.

ans. Et la rareté des sites disponibles ainsi que l'opposition des riverains, sauf au voisinage des sites nucléaires déjà existants, rendent improbable l'expansion massive du parc nucléaire français avant la campagne de renouvellement des centrales existantes. Mais à l'occasion de ce renouvellement, les réacteurs EPR, d'une capacité de 1,6 GW, pourront remplacer les réacteurs actuels, d'une capacité bien inférieure (entre 0,9 GW et 1,3 GW pour l'essentiel). La rente nucléaire pourrait ainsi disparaître vers 2030-2035¹. Bien entendu, une décision politique de limitation du parc nucléaire ferait persister la rente de rareté *ad infinitum*.

Quoi qu'il en soit, celle-ci devrait durer au moins jusqu'à 2030. Avant 2020, d'éventuels nouveaux investissements ne l'entameront même pas : il faudrait en effet construire six réacteurs EPR au cours des quinze prochaines années, ne serait-ce que pour accompagner l'augmentation de la demande, sans même diminuer la rareté relative du nucléaire². Or même un tel niveau d'investissement paraît peu probable. D'ici la décennie 2020, l'implantation de nouvelles capacités nucléaires fera donc baisser le coût moyen de la production d'électricité, mais pas les prix³.

1. La durée de vie des centrales actuelles fait l'objet d'une certaine incertitude. Le chiffre habituellement retenu est de 40 ans, mais une prolongation jusqu'à 50, voire 55 ans est parfois évoquée.

2. Calcul de l'auteur, à partir de l'hypothèse d'une croissance annuelle de la demande de 1,5 % jusqu'en 2010, puis de 1,2 % jusqu'en 2020 (scénario moyen retenu dans la Programmation pluriannuelle des investissements).

3. À très court terme, la création de nouvelles capacités nucléaires fait baisser les prix parce qu'elle diminue la durée des périodes de pointe pendant lesquelles les coûts marginaux de production, et donc les prix, sont très élevés. Mais à court et moyen terme, cette conséquence a pour effet de diminuer la rentabilité des modes de production fossiles de « semi-base » (ceux dont les coûts marginaux sont les plus faibles), et donc les capacités correspondantes, ce qui annule l'effet initial sur les prix.

Le gain d'efficacité productive permis par l'implantation de nouvelles centrales bénéficiera donc intégralement à leurs propriétaires, et nullement aux consommateurs.

Que faire face à la rente de rareté du nucléaire ?

LA RENTE DE RARETÉ DU NUCLÉAIRE NE POSE PAS DE PROBLÈME D'EFFICACITÉ ÉCONOMIQUE

D'un strict point de vue d'efficacité économique, le prix élevé de l'électricité est justifié, car seule la tarification au coût marginal fournit aux consommateurs des incitations de consommation adéquates. En effet, une baisse de prix hypothétique conduirait les utilisateurs à augmenter leur demande d'électricité. Or, puisque le nucléaire n'est presque jamais marginal, toute consommation supplémentaire ferait appel à des techniques de production à la fois plus coûteuses et plus polluantes. Inversement, une augmentation de prix, qui conduirait à une diminution de la consommation, permettrait une économie globale égale au coût de production de l'électricité non consommée par des techniques à base d'énergies fossiles. Le seul moyen de donner aux consommateurs, particuliers et industriels, des incitations en rapport avec les surcoûts ou les économies induites par leurs décisions, consiste à tarifier l'électricité au coût marginal de la technique de production marginale. Mais demander à EDF de restituer aux consommateurs la rente nucléaire en baissant les prix revient à demander une tarification au coût moyen. Cela inciterait les consommateurs à se comporter comme si un KWh supplémentaire était peu coûteux, alors qu'il est en réalité aussi coûteux de le produire en France qu'à l'étranger.

Cet argument n'est pas seulement théorique. Plusieurs travaux empiriques ont montré que l'élasticité aux prix de la demande d'électricité

réagit aux changements de prix. Ce résultat est peu surprenant si l'on se place à un horizon de moyen terme : on conçoit aisément que la décision de privilégier le chauffage électrique par rapport au chauffage au gaz ou au fioul dépend du prix relatif de ces différentes options. Mais la consommation d'électricité présente aussi une certaine sensibilité aux variations de prix à court terme¹. Caler les prix sur les coûts moyens plutôt que sur les coûts marginaux provoquerait donc une surconsommation d'électricité non négligeable, génératrice d'inefficacité et de pollution. Le retour partiel aux prix régulés permis par la récente loi sur l'énergie est donc particulièrement malvenu.

FAUT-IL DÉDOMMAGER LES CONSOMMATEURS D'ÉLECTRICITÉ ?

L'augmentation du prix de l'électricité pose cependant un problème distributif, car son impact est très inégal. Elle frappe proportionnellement davantage les ménages modestes, la part de l'électricité dans les dépenses totales étant fonction décroissante du revenu. Son impact varie aussi selon des dimensions autres que le revenu – elle affecte par exemple très fortement les ménages qui ont fait le choix du chauffage électrique. Cette hétérogénéité se retrouve parmi les clients professionnels, car la hausse des prix de l'électricité frappe particulièrement l'industrie lourde.

Une politique des revenus, conduite par l'État, ne permettrait donc de compenser que très partiellement l'impact de la hausse des prix. Si l'on considère que les agents – ménages et entreprises – les plus durement touchés doivent être dédommagés, seule une action

1. P. Reiss et M. White, « Household electricity demand revisited », *Review of Economic Studies*, 72, 2005.

portant sur les prix peut atteindre ce but. Il existe donc, dans une certaine mesure, un conflit entre l'objectif de compensation et l'efficacité économique, qui requiert des prix voisins des véritables coûts marginaux. Mais ce conflit n'est que partiel. En effet, les prix payés aujourd'hui par les consommateurs (sur le marché dérégulé) excèdent largement le coût marginal de production et de transmission. Ils incluent en outre une contribution aux coûts du réseau de transport et du service public de l'électricité. Or, si la fourniture d'incitations de consommation efficaces requiert que les consommateurs paient un prix couvrant le coût marginal de production et de transport, il n'est pas nécessaire qu'ils paient davantage. En conséquence, il serait possible, sans nuire à l'efficacité économique, de compenser partiellement l'augmentation du prix de l'électricité en diminuant, voire en supprimant la prise en charge par les consommateurs du coût du service public de l'électricité et de la partie fixe des coûts de transport. Cette mesure serait plus efficace que la régulation des prix, car si elle était appliquée, le prix payé par les consommateurs continuerait à être fixé par référence aux coûts marginaux de production et à fournir des incitations de consommation en rapport avec les fluctuations des cours des énergies fossiles.

Outre sa conséquence directe – soulager les consommateurs d'électricité les plus touchés par la hausse des prix –, cette compensation permettrait de rendre tangible l'avantage de coût du nucléaire, ce qui ne serait pas sans importance si le choix d'une relance du nucléaire était fait.

RENTE NUCLÉAIRE ET CARACTÈRE PUBLIC D'EDF

Le caractère majoritairement public d'EDF (à 87 %) fournit à la France une forme d'assurance : toute augmentation du prix des énergies

fossiles augmente les prix de l'électricité, mais aussi les profits d'EDF, qui reviennent pour l'essentiel à l'État, et permettent à ce dernier, s'il le décide, de redistribuer la rente de rareté du nucléaire, par exemple en prenant à sa charge le financement du service public ou la partie fixe des coûts de transport, pour diminuer la contribution des consommateurs¹. La rente de rareté du nucléaire pourrait aussi être utilisée pour financer de nouvelles capacités de production de pointe au travers de la mise en place d'un mécanisme de rémunération des capacités (voir *supra*), sans prélèvement sur les consommateurs. Et même en l'absence d'une telle compensation, l'appropriation de la rente de rareté par l'État permet aux Français de bénéficier des faibles coûts du nucléaire sinon comme consommateurs, du moins comme citoyens.

Si EDF était privatisé dans des conditions satisfaisantes – c'est-à-dire conduisant à un prix de vente voisin de la véritable disponibilité à payer des acquéreurs –, le prix de vente obtenu par l'État intégrerait la valeur future attendue de la rente de rareté : une privatisation bien conduite ne changerait donc rien au fait que les Français (à travers l'État, mais pas nécessairement en tant que consommateurs) bénéficieraient des faibles coûts du nucléaire. Toutefois, une privatisation augmenterait l'exposition des Français au risque de prix, puisqu'elle mettrait fin au phénomène de « vases communicants » entre la facture électrique des particuliers et des industriels d'une part, et le budget de l'État d'autre part. Quels que puissent être par ailleurs les arguments en faveur d'une privatisation partielle ou totale, le fait que

1. Une solution économiquement équivalente consisterait à diminuer la compensation versée à EDF au titre du service public de l'électricité.

la propriété publique d'EDF offre aux Français une certaine protection face à la volatilité des cours des énergies fossiles devrait être pris en compte. Cette vertu de la propriété publique est spécifique à la France, puisqu'elle est la conséquence de la taille du parc nucléaire d'EDF¹.

TAXER DAVANTAGE LE NUCLÉAIRE ?

On pourrait donc être tenté d'affirmer que l'État pourrait compenser la hausse des prix de l'électricité en prenant à sa charge tout ou partie des coûts du service public ou des coûts fixes du réseau de transport. Mais cette conclusion demande à être nuancée, pour deux raisons principales.

Tout d'abord, le lien entre la rente nucléaire et le versement d'un dividende important à l'État n'est pas automatique, car EDF pourrait légitimement préférer réinvestir une part importante de ses profits.

Ensuite, la possibilité de nouveaux investissements nucléaires, sans doute modérés d'ici 2020, change les données du problème. En effet, ces investissements n'auront initialement que peu d'effet sur les prix ou sur le niveau de la rente nucléaire, et s'ils vont dans le sens de

1. Cet avantage de la propriété publique ne suffit pas à se prononcer sur l'opportunité d'une poursuite de la privatisation d'EDF ou, au contraire, de sa renationalisation à 100 %, car cette question renvoie à une analyse d'ensemble et doit aussi tenir compte des avantages éventuels de la propriété privée. À l'étranger, la privatisation semble en effet avoir rendu les opérateurs électriques plus efficaces dans l'ensemble (cf. D. Newbery et M. Pollitt, « The restructuring and privatization of Britain's CEGB. Was It worth it ? », *Journal of Industrial Economics*, 45 (3), 1997 ; et H. Rudnick et J. Zolezzi, « Electric sector restructuring in Latin America : lessons to be learnt and possible ways forward, *IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, 148, 2001). Mais il n'est pas aisé de transposer les résultats d'un pays à l'autre.

l'efficacité productive, ils augmentent aussi la rente de rareté. Si ces investissements sont le fait d'EDF seul, la rente correspondante reviendra, finalement, à l'État. Mais il est possible que d'autres entreprises participent aux investissements nucléaires – soit d'autres énergéticiens, comme ENEL, qui devrait participer à hauteur de 25 % au projet de réacteur EPR de Flamanville, soit des industriels consommateurs d'électricité, comme c'est le cas pour le projet de réacteur EPR en Finlande. De telles solutions ont en effet pour avantage de répartir la charge financière et le risque associé. Or ces opérateurs privés bénéficieront d'une rente de rareté importante. Mais il paraît difficile de justifier le fait que l'installation de nouvelles centrales, rendue possible par la tolérance des Français pour le nucléaire, permette à leurs propriétaires de bénéficier d'une rente de rareté sans bénéficier ni aux consommateurs, ni à l'État.

Plusieurs mécanismes peuvent être envisagés pour faire bénéficier les Français de la rente induite par ces nouvelles capacités. La plus évidente est la taxation de la production nucléaire¹. Mais cette solution doit être maniée avec prudence car une taxe trop élevée dissuaderait les investissements nucléaires. Cet effet serait renforcé si les producteurs percevaient son montant futur comme incertain et fixé arbitrairement par l'État. Une éventuelle augmentation de la taxation des centrales nucléaires devrait donc en tout état de cause garder une ampleur modérée et être encadrée par des garanties pour diminuer l'incertitude sur son niveau futur.

1. Une taxe sur les capacités nucléaires existe déjà (la taxation des installations nucléaires de base), mais son montant est modeste (300 millions d'euros pour le parc nucléaire d'EDF en 2004, soit moins de 1 €/MWh nucléaire).

Une autre solution consisterait à vendre aux enchères le droit de construire de nouvelles capacités nucléaires. Incompatible avec le cadre juridique actuellement en vigueur, une procédure de mise aux enchères – qui s’ajouterait aux procédures actuelles d’agrément technique – permettrait de faire jouer la concurrence entre énergéticiens pour les amener à payer à l’État des sommes en rapport avec le niveau prévisible des rentes. Comme tous les mécanismes d’enchères, cette solution a pour elle de n’exiger de la part de l’État aucune connaissance particulière sur le niveau futur des coûts des énergies fossiles ou sur le coût réel de la production nucléaire. Elle a également ses limites, car son bon fonctionnement exige la présence de plusieurs concurrents capables de créer et d’exploiter des capacités nucléaires importantes. Or cela pourrait ne pas être le cas en raison de l’avantage détenu par EDF, qui possède les terrains sur lesquels sont implantées les centrales actuelles et sur lesquels pourraient être implantées de nouvelles centrales.

INTÉGRATION EUROPÉENNE, PRIVATISATION ET LIBÉRALISATION

L’analyse de la rente de rareté du nucléaire met en évidence les liens complexes entre intégration européenne, privatisation et libéralisation. Le développement des interconnexions appelé de ses vœux par la Commission – à juste titre sur le plan de l’efficacité productive globale – aurait pour conséquence de pérenniser la rente de rareté. Ce qui ne poserait pas de problème si cette rente revenait à l’État au travers d’un EDF très majoritairement public, mais reviendrait à spolier les Français du fruit de leur acceptation de l’énergie nucléaire dans le cas contraire d’investissements effectués par un EDF éventuellement privatisé, ou par d’autres énergéticiens. La conjonction de l’eupéanisation, de la libéralisation et d’une éventuelle privatisation plaiderait donc pour une intervention de l’État qui, sans entraver le fonctionnement

du marché, viserait à recouvrer une partie des rentes liées aux nouvelles capacités nucléaires.

À long terme : comment dissiper la rente de monopole du nucléaire ?

L'AMPLEUR DE LA RENTE DE MONOPOLE POSSIBLE À LONG TERME

Actuellement, il n'existe pas de rente de monopole nucléaire, mais une rente de rareté indépendante de la répartition plus ou moins concentrée des capacités nucléaires. Cette situation changerait si le parc nucléaire était développé jusqu'à atteindre son niveau optimal. Par définition, la rente de rareté disparaîtrait alors. Avec une capacité nucléaire optimale, la rémunération du nucléaire pendant sa brève période de non-marginalité couvrirait ses coûts complets, mais pas au-delà. Sur la base du niveau actuel des prix des énergies fossiles et des permis d'émission de gaz à effet de serre, cette capacité nucléaire devrait être marginale environ 75 % du temps¹, ce qui correspondrait à une capacité nucléaire disponible en moyenne d'environ 72 GW (dont 13 GW seraient exportés lorsque le nucléaire est marginal en France)². Une expansion aussi massive serait techniquement possible

1. Calculs de l'auteur à partir de l'étude *Coûts de référence de la production électrique* de la DGEMP du ministère de l'Industrie, du *Rapport sur les prix de l'électricité* du conseil général des Mines et de l'inspection des Finances, et de l'évolution du cours du charbon et du gaz naturel.

2. Cet ordre de grandeur suppose une demande d'électricité maintenue à son niveau actuel. Il faut en réalité l'augmenter d'un pourcentage correspondant à l'augmentation de la demande, selon la période considérée.

à l'occasion du renouvellement du parc nucléaire actuel, pendant les décennies 2020 et 2030.

L'existence d'interconnexions conduisant actuellement à une forte synchronisation des prix français et allemands ne change rien à cette analyse. Le lien entre les prix dans les deux pays pourrait en effet se distendre si le parc nucléaire français était fortement étendu, car les capacités d'interconnexions sont limitées et ne conduiront pas, à moins d'une très forte augmentation au cours des prochaines décennies, à l'homogénéisation des prix si la structure du parc de production diverge fortement d'un pays à l'autre.

Le problème alors posé serait celui de la rente de monopole du nucléaire. Si une seule entreprise possédait la totalité du parc nucléaire, elle pourrait, même en période de marginalité du nucléaire, fixer le prix de vente à un niveau élevé – jusqu'au coût marginal des techniques de production à base d'énergies fossiles. Ainsi, au lieu de vendre au coût marginal de la production nucléaire (environ 7 €/MWh) pendant la période de marginalité du nucléaire, comme dans le cas d'une concurrence parfaite, un monopole nucléaire pourrait vendre au coût marginal de la production à base de charbon, soit environ 37 €/MWh : jusqu'à ce niveau de prix, aucune technique non nucléaire ne peut en effet être rentable¹. Ces chiffres permettent d'estimer un ordre de

1. Ce chiffre est obtenu à partir de l'étude *Coûts de référence de la production électrique* de la DGEMP du ministère de l'Industrie et du *Rapport sur les prix de l'électricité* du conseil général des Mines et de l'inspection des Finances, en retenant pour les prix du charbon et des permis d'émission de CO₂ les niveaux observés en septembre 2006 (source Powernext). Le coût marginal d'une production à partir de gaz naturel est quant à lui actuellement supérieur à 40 €/MWh.

grandeur de la rente de monopole, en multipliant la marge « indue », d'environ 30 € /MWh, par la durée de marginalité de nucléaire (environ 75 % du temps, soit 6 570 heures) et la puissance moyenne appelée pendant cette période (environ 59 GW). La rente de monopole avoisinerait donc 10 milliards d'euros par an¹.

LA RENTE DE MONOPOLE SERAIT ÉCONOMIQUEMENT INEFFICACE

À la différence de la rente de rareté, la rente de monopole est économiquement inefficace. Pendant la durée de marginalité du nucléaire, le coût marginal de l'électricité est très faible, et l'efficacité requiert de fournir aux agents économiques des incitations reflétant ce fait, sous la forme de prix bas. Des prix trop élevés provoqueraient une distorsion des choix des agents économiques dans le sens d'une consommation insuffisante d'électricité et d'une consommation excessive d'autres sources d'énergie. Si le parc nucléaire était fortement étendu, il serait donc nécessaire de faire fonctionner la concurrence pour rapprocher les prix des coûts marginaux².

1. Tous ces calculs se fondent sur l'hypothèse d'une forte stabilité des coûts et des technologies. Ils pourraient bien sûr être rendus caducs par des innovations technologiques ou des fluctuations importantes du prix des énergies fossiles.

2. Ce problème se poserait en réalité avant la disparition totale de la rente de rareté, dès lors qu'une éventuelle extension du parc nucléaire augmenterait la durée de marginalité du nucléaire, avant même qu'elle atteigne son niveau optimal d'environ 75 %. En pratique, le problème pourrait commencer à se poser au cours de la décennie 2020, au fur et à mesure du remplacement des centrales nucléaires actuelles par des réacteurs EPR.

LES PRÉCÉDENTS ÉTRANGERS

La déconcentration actuellement menée en France est très modeste, à la fois par son ampleur (moins de 10 % du parc nucléaire) et sa forme (cession de centrales virtuelles mises aux enchères pour trois ans, au lieu de cessions physiques ou de location à long terme). À long terme, dans la perspective d'une éventuelle augmentation importante des capacités nucléaires qui donnerait lieu à un problème de concurrence aujourd'hui inexistant, on peut s'interroger sur la nature des mesures de déconcentration susceptibles de faire bénéficier les consommateurs des faibles coûts marginaux de la production nucléaire.

Les précédents sont peu encourageants : le marché de l'électricité semble se prêter à l'exercice d'un important pouvoir de marché, y compris lorsque le degré de concentration est limité – ce qui le distingue de la plupart des autres secteurs de l'économie.

On mesure souvent la concentration des marchés par l'indice dit de Hirschmann-Herfindahl (IHH), défini comme la somme des carrés des parts de marchés de toutes les entreprises (exprimées en pourcentage). Le coefficient maximal, égal à 10 000, correspond à un monopole ; et un coefficient nul à la concurrence parfaite. Dans la plupart des marchés, on considère qu'un indice inférieur à 2 000 est en général associé à un bon fonctionnement de la concurrence. Par exemple, le contrôle des concentrations effectué par la Commission européenne traite plus sévèrement celles qui conduisent à un indice supérieur à 2 000. Or, plusieurs études empiriques ont montré que la concurrence pouvait mal fonctionner sur des marchés électriques pourtant peu concentrés. Cela semble avoir été le cas notamment

sur plusieurs marchés américains sur lesquels l'indice IHH était inférieur à 1 500, voire à 1 000¹.

LE BON FONCTIONNEMENT DE LA CONCURRENCE NÉCESSITERA UNE DÉCONCENTRATION EXTRÊME DU PARC NUCLÉAIRE

Le niveau des prix en vigueur sur un marché électrique ne dépend pas seulement de la concentration, mais aussi des détails de l'organisation institutionnelle des marchés. Différents modèles ont été envisagés et mis en pratique : sur la plupart des marchés, les producteurs proposent, à très haute fréquence (toutes les heures, voire toutes les demi-heures), non pas un prix mais une « courbe d'offre » (un ensemble de paires de prix et de quantités). Le prix payé aux différents producteurs peut ensuite être uniforme (il s'agit alors du prix d'équilibre calculé par le gestionnaire du marché) ou discriminatoire (selon les fonctions d'offre soumises). Le marché peut également rémunérer la mise à disposition de capacités, ou bien seulement d'électricité². Par ailleurs, les négociations de gré à gré, hors de tout marché organisé, compliquent encore l'analyse – elles concernent actuellement des volumes très importants en France.

Cependant, au-delà de la variété des modes d'organisation et de l'incertitude relative au cadre institutionnel en vigueur lorsque la

1. S. Blumsack, D. Perekhodtsev et L. Lave, « Market power in deregulated wholesale electricity markets : issues in measurement and the cost of mitigation », *Electricity Journal*, 15 (9), 2002, p. 11-24 ; S. Blumsack et L. Lave, « Mitigating market power in deregulated electricity markets », document de travail, Department of Engineering and Public Policy, Carnegie Mellon University, 2004.

2. Pour une synthèse, voir N. Fabra, N.-H. von der Fehr et D. Hartford, « Modelling electricity auctions », *The Electricity Journal*, 15, 2002, p. 72-81.

question de la concurrence entre producteurs nucléaires se posera, après 2030, de la manière la plus aiguë, un raisonnement très simple suffit à démontrer que seule une déconcentration extrême pourrait faire baisser sensiblement les prix.

Il suffit pour cela de considérer l'impact qu'aurait une mesure apparemment radicale : le partage entre trois opérateurs du parc nucléaire optimal (c'est-à-dire d'une capacité disponible de 72 GW). Une telle mesure, équivalant à « couper EDF en trois », représenterait un bouleversement considérable de la structure du marché français. En période de marginalité du nucléaire (soit pendant les 75 % du temps correspondant aux niveaux les moins élevés de la consommation intérieure), la demande totale adressée au nucléaire varierait entre un minimum de 40 GW et 72 GW ; elle serait en moyenne de 59 GW¹.

Si le parc nucléaire était partagé à égalité entre trois opérateurs, chacun disposerait d'une capacité disponible de 24 GW. Pour examiner l'impact de la concurrence sur les prix, on peut considérer ce qui se passerait lorsque la demande totale (nette de la production hydro-électrique) serait égale à son niveau moyen pendant la période de marginalité du nucléaire, soit 59 GW. Chaque opérateur saurait alors que, même s'il demandait des prix supérieurs à ceux de ses deux concurrents, ceux-ci, ensemble, ne pourraient fournir que 48 GW (deux fois 24 GW), ce qui laisserait subsister une demande non satisfaite de $59 \text{ GW} - 48 \text{ GW} = 11 \text{ GW}$: chaque opérateur serait « pivot », au sens où sa contribution serait nécessaire pour satisfaire une partie de

1. Calculs de l'auteur à partir des données de la CRE, en retenant une puissance hydroélectrique au fil de l'eau de 3,5 GW et une capacité d'interconnexion sortante de 13 GW.

la demande, même si les capacités de ses concurrents étaient utilisées en totalité. Plus précisément, chaque opérateur saurait que, même s'il était plus cher que ses deux concurrents, il pourrait vendre au moins une puissance de 11 GW, soit 46 % de sa capacité de 24 GW. En conséquence, chacun des trois opérateurs nucléaires serait en mesure d'obtenir un profit équivalent à 46 % de celui qu'obtiendrait un monopole nucléaire disposant d'une capacité de 24 GW : il suffirait pour cela de demander un prix égal au prix que demanderait un monopole nucléaire¹. Le profit total de l'oligopole nucléaire serait donc équivalent à au moins 46 % du profit d'un monopole nucléaire ; et « couper EDF en trois » ne ferait disparaître que la moitié de la rente de monopole.

Une expansion massive du parc nucléaire augmenterait les possibilités de concurrence, parce qu'elle rendrait plus fréquente les situations pendant lesquelles le nucléaire est marginal et excède largement la demande. Or, même sous cette hypothèse, *a priori* susceptible de conduire à un bon fonctionnement de la concurrence, il s'avère que celle-ci serait encore très imparfaite, à moins de procéder à une déconcentration radicale du parc nucléaire. Le même raisonnement que celui présenté ci-dessus permet de montrer qu'il faudrait le partager à égalité entre quatre opérateurs pour faire disparaître les deux tiers de la rente de monopole nucléaire.

Ces résultats ramènent à sa juste mesure la déconcentration partielle et virtuelle intervenue en France à l'occasion de l'acquisition

1. Ce raisonnement ne signifie pas que chaque membre de l'oligopole aurait intérêt à fixer son prix au niveau que choisirait un monopole. Il signifie que chacun d'entre eux peut se garantir un profit égal à au moins 46 % du profit qu'obtiendrait un monopole nucléaire disposant de la même capacité.

d'EnBW par EDF, c'est-à-dire la cession temporaire par EDF de centrales virtuelles représentant moins de 10 % de sa capacité de production nucléaire. À court terme, cette mesure ne peut pas avoir d'impact sur la rente nucléaire puisque celle-ci est une rente de rareté et non de monopole. Mais son inefficacité persistera à long terme, même si, après d'importants investissements nucléaires, la rente de rareté disparaît pour faire place à une rente de monopole. Un raisonnement analogue au précédent montre que si une capacité disponible de 72 GW était répartie entre deux opérateurs asymétriques dans des proportions 90 % – 10 %, moins de 15 % de la rente de monopole serait dissipé.

UNE CONCURRENCE RÉELLE POURRA-T-ELLE NAÎTRE D'UNE DÉCONCENTRATION VIRTUELLE ?

Le choix de stimuler la concurrence dans le nucléaire au moyen de cessions de capacités nucléaires virtuelles n'est par ailleurs pas sans conséquence. Il pourrait atténuer encore l'impact, déjà faible, de la déconcentration, car il affecte les incitations des différents producteurs.

Le raisonnement développé plus haut n'opère aucune distinction entre la cession de capacités physiques de production, sous la forme d'actifs (des centrales nucléaires), et la cession de capacités virtuelles. Cette équivalence peut être justifiée par le fait qu'une centrale virtuelle représente une option d'achat d'énergie, à concurrence d'une capacité maximale, à un prix proche du coût marginal de production. Pour son détenteur, son exploitation s'apparente à celle d'un actif physique de production, qui serait loué au lieu d'être acheté. Dans un cas comme dans l'autre, le prix d'achat de la capacité (virtuelle ou réelle) correspond à un coût fixe dont le niveau est dépourvu d'impact sur le comportement concurrentiel de l'acquéreur.

Mais, si l'équivalence entre capacités virtuelles et capacités physiques est réelle du point de vue de l'exploitant des capacités virtuelles, il n'en va pas de même pour leur propriétaire. En effet, alors qu'une cession de capacité physique est irréversible et donne lieu en général à un paiement déterminé à l'avance, indépendamment de l'évolution ultérieure des prix, la cession de capacités virtuelles porte le plus souvent sur des durées relativement courtes¹. Un problème spécifique se pose si les centrales virtuelles deviennent un mécanisme permanent de régulation du marché : si l'opérateur dominant met aux enchères une certaine capacité virtuelle de manière répétée (par exemple, tous les trois ans), il peut avoir un intérêt stratégique à limiter la concurrence pour augmenter la valeur des capacités cédées et la rentabilité des cessions futures de centrales virtuelles. Cet effet, inexistant dans le cas d'une déconcentration physique, limite l'efficacité des cessions virtuelles. Il est quantitativement important : il peut diviser par trois l'impact déjà limité des cessions physiques².

Cette réserve ne vaut pas condamnation absolue du principe des cessions de capacités virtuelles. Elle signifie simplement que celui-ci doit être mis en œuvre selon des modalités qui limitent les possibilités de manipulation du prix de revente par le propriétaire des capacités nucléaires cédées, ou qui du moins diminuent son incitation à se livrer

1. La durée de cession des centrales virtuelles prévue en France aux termes de la décision EDF/EnBW était comprise entre trois mois et trois ans. La situation est comparable dans les autres pays européens dans lesquels les autorités de concurrence ont imposé à l'opérateur électrique dominant de céder des centrales virtuelles, avec une durée maximale de cinq ans (Belgique, Danemark, Pays-Bas).

2. D. Spector, « Virtual power plants and strategic competition dampening », document de travail, Paris-Jourdan Sciences économiques, 2006.

une telle manipulation. Cet objectif pourrait être atteint en allongeant la durée des cessions, ce qui les rendrait plus semblables à des cessions physiques¹, ou en définissant à l'avance une clause d'indexation du prix de cession sur les paramètres fondamentaux du marché électrique – lesquels devraient être définis de manière à ne pas pouvoir être manipulés par le propriétaire des capacités virtuelles cédées.

Les défauts de jeunesse du système de centrales virtuelles appliqué depuis 2001 en France sont sans grandes conséquences, puisque ce mécanisme a été conçu comme une réponse à une question qui, en réalité, ne se pose pas – celle de la concurrence entre opérateurs nucléaires. Elle se posera peut-être au cours de la décennie 2020-2030, et il faut espérer que les années qui nous séparent de cette période seront mises à profit pour améliorer les modalités de déconcentration du parc nucléaire – sans écarter *a priori* une déconcentration physique radicale, qui ferait coexister plusieurs opérateurs nucléaires possédant chacun des centrales en propre, comme c'est le cas dans plusieurs pays.

Conclusion

On pourrait croire de prime abord que le choix qui s'offre à la France consiste à trancher entre, à gauche, la combinaison d'une renationalisation d'EDF et d'un retour à la détermination des prix par la puissance publique, et, à droite, la poursuite de la privatisation d'EDF et de la libéralisation du marché. Il n'en est rien.

1. La Commission de régulation de l'énergie propose une durée de 15 ans pour les centrales virtuelles simulant une centrale nucléaire.

À court terme, l'efficacité économique est mieux servie par la libéralisation que par la régulation des prix, car elle exige que les prix soient voisins des coûts marginaux. Mais l'État a un rôle à jouer, pour s'assurer que les Français soient les vrais bénéficiaires de la rente de rareté du nucléaire. Cette redistribution de la rente de rareté peut passer notamment par la renationalisation d'EDF, ou du moins par le maintien d'une forte propriété publique, mais aussi par d'autres instruments, liés à la fiscalité et à la prise en charge, par l'État ou par le détenteur de la capacité nucléaire, d'une partie des coûts de réseau ou de fourniture du service public actuellement supportés par les consommateurs. La rente de rareté pourrait aussi être utilisée pour financer un mécanisme d'incitation aux investissements en capacités de production de pointe. À court terme, une politique de gauche efficace serait donc assez peu différente d'une politique de droite efficace : les deux viseraient la redistribution de la rente de rareté sans régulation des prix, et la différence essentielle porterait sur le statut d'EDF. Cette conclusion resterait valide à long terme s'il était décidé de ne pas étendre le parc nucléaire, malgré son avantage de coût.

En revanche, si les capacités nucléaires de la France augmentaient substantiellement – ce qui serait possible à partir des années 2020-2030 –, le problème changerait de nature : il s'agirait de rapprocher les prix des coûts marginaux et de limiter autant que possible l'ampleur de la rente due au pouvoir de marché des détenteurs de la capacité nucléaire. On pourrait alors distinguer deux voies bien différentes, et toutes deux défendables.

Une politique étatiste partirait du constat de la difficulté à animer la concurrence à long terme et encouragerait EDF à étendre seul sa capacité nucléaire, jusqu'à arriver à la capacité optimale. Après une renationalisation à 100 %, l'État pourrait alors faire vendre par EDF sa

production nucléaire au coût marginal, pendant la période de marginalité du nucléaire. Cette politique se heurterait cependant à la difficulté habituelle de la régulation d'un monopole en présence d'asymétries d'information : même public, EDF serait dirigé par des agents qui, de manière tout à fait compréhensible et comme dans toute institution, auraient intérêt à manipuler la transmission d'information à l'État. Or la saga actuelle de l'EPR – qui a vu EDF modifier au moins trois fois ses estimations de coûts d'exploitation, avec pour résultat un grand scepticisme – montre que ce problème n'est pas seulement théorique.

Une politique libérale consisterait, au contraire, à encourager les investissements nucléaires jusqu'à ce qu'ils atteignent la capacité optimale, et à déconcentrer radicalement la capacité nucléaire pour faire fonctionner la concurrence et rapprocher les prix des coûts marginaux – ce qui signifierait au moins un partage entre quatre opérateurs, sous la forme de cessions physiques ou de cessions virtuelles à très long terme.

Quelle que soit l'option retenue, l'intervention massive de la puissance publique sur le marché de l'électricité, dans un sens étatiste ou libéral, sera inévitable pendant plusieurs décennies.

Organigramme du CEPREMAP

Direction

Président : Yves Ullmo

Directeur : Daniel Cohen

Programmes de recherche

Coordinateur : Philippe Askenazy

Directeurs de programme

Programme 1 - La politique macroéconomique en économie ouverte

Michel Juillard

Jean-Pierre Laffargue

Philippe Martin

Programme 2 – Travail et emploi

Bruno Amable

Andrew Clark

Jean-Olivier Hairault

Éric Maurin

Programme 3 – Économie publique et redistribution

Pierre-Yves Geoffard

Thomas Piketty

Claudia Senik

Programme 4 – Marchés, firmes et politique de la concurrence

André Orléan

Anne Perrot

David Spector

Programme 5 – Commerce international et développement

Sylvie Lambert

Akiko Suwa-Eisenmann

Thierry Verdier

Mise en pages
TyPAO sarl
75011 Paris

Imprimerie Jouve
N° d'impression : ****
Dépôt légal : janvier 2007