

Working Paper n°7

Octobre 2007

GIS  
**arsen**

Laboratoire  
d'Analyse  
économique des  
Réseaux et des  
Systèmes  
Énergétiques

**La formation des prix  
sur un marché  
électrique à dominante  
nucléaire.**

**La recherche d'un équilibre  
entre efficacité et équité**

**Elliot Romano**

Octobre 2007

## La formation des prix sur un marché électrique à dominante nucléaire. La recherche d'un équilibre entre efficacité et équité

Elliot Romano<sup>1</sup>

**Résumé** : Le prix de l'électricité sur le marché de gros européen a plus que doublé entre 2002 et 2006. En raison de l'intégration des marchés, cette hausse affecte le prix de gros en France, alors même que le parc de production y est majoritairement nucléaire. Cette montée des prix révèle une sous optimisation des parcs électriques européens et conduit à ce que les équipements nucléaires bénéficient d'une rente de rareté. Cette rente de rareté si elle a donc une justification économique, peut être donc contestée d'un point de vue de la justice redistributive. Le producteur nucléaire français dont l'actionnaire majoritaire est public pourrait donc se voir contraint de réallouer cette rente pour des raisons d'équité. Cette réallocation peut s'effectuer selon différents modes. Une réallocation par le biais d'éléments extérieurs à la facture d'électricité - par les revenus - peut être mise en place. Mais ce papier s'intéresse plus particulièrement aux modes de réallocation par les prix : le maintien de tarifs réglementés réajustés, une subvention agissant comme une CSPE négative, un bloc d' « énergie patrimoniale » inspiré du modèle québécois revu et corrigé, et enfin des droits de copropriété sur les équipements nucléaires existants accordés aux consommateurs et revendus au producteur. Ces différents mécanismes sont comparés à partir des critères suivants : efficacité allocative sur le niveau de consommation et/ou sur le niveau des investissements à entreprendre, mode de redistribution de la rente, compatibilité avec le cadre réglementaire et législatif en vigueur. On montre que le mécanisme « tarifs réglementés » s'avère le plus inefficace au sens économique et le plus éloigné des principes réglementaires. Les trois autres mécanismes se présentent plus favorablement par rapport à l'efficacité économique. Cependant, ils présentent des singularités qui devront être prises en compte dans l'évaluation respective de leur efficacité économique.

---

<sup>1</sup> LARSEN. Au seuil de ce travail, je tiens à exprimer mes plus vifs remerciements aux différentes personnes qui ont contribué à la réflexion et aux discussions autour de ce papier, Dominique Finon, Jean-Michel Glachant, Marc Trotignon, Patrick Pruvot, Florence Hermon, Christophe Defeuille et Virginie Pignon. Toutes erreurs restent miennes. Les points de vue exprimés dans le présent papier ne représentent que l'opinion de son seul auteur, et nullement celui de son employeur.

## 1. Introduction

Le prix de l'électricité sur le marché de gros européen a plus que doublé entre 2002 et 2006. Cette augmentation est essentiellement liée à la « marginalité » prépondérante des équipements charbon et gaz, qui expose le prix de l'électricité au risque de hausse du prix des combustibles et le rend sensible à l'introduction d'une régulation sur les émissions de CO<sub>2</sub>. En raison de l'intégration des marchés, cette hausse affecte le prix de gros en France, alors même que le parc de production y est majoritairement nucléaire. Cette montée des prix révèle en fait une sous-optimisation des parcs électriques européens et conduit à ce que les équipements nucléaires bénéficient d'une rente de rareté. Selon la théorie économique, celle-ci devrait inciter à un accroissement des capacités de production d'électricité d'origine nucléaire, et plus largement des équipements capitalistiques à bas coût de combustible. Cependant, alors que le développement de ces équipements dans les pays européens est entravé par des obstacles politiques, un développement immédiat et à large échelle en France pour exporter de l'électricité afin de rectifier le sous-optimum à l'échelle européenne n'est pas aujourd'hui concevable. Cette rente de rareté qui n'entraîne pas de réajustement des capacités du marché continental peut être contestée d'un point de vue de la justice redistributive. Le producteur nucléaire français qui est à majorité publique pourrait devoir réallouer cette rente pour des raisons d'équité. Dans cette perspective, il est légitime d'étudier les mécanismes possibles de réallocation au regard de critères d'efficacité économique et institutionnelle.

Certains auteurs ont déjà mis en avant l'existence de la rente de rareté du nucléaire existant (voir notamment Spector D., 2006). Néanmoins, la problématique de sa redistribution n'a encore été que partiellement explorée. La réallocation de la rente de rareté peut s'effectuer par les revenus ou par les prix. On s'intéresse ici plus particulièrement aux modes de réallocation par les prix de l'électricité : le maintien de tarifs réglementés réajustés, une subvention agissant comme une CSPE négative (Contribution au Service Public de l'Électricité), un bloc d'« énergie patrimoniale » inspiré du modèle québécois revu et corrigé, et enfin des droits de copropriété sur les équipements nucléaires existants accordés aux consommateurs et revendus au producteur.

Les deux premières sections sont consacrées à la mise en évidence de la rente de rareté des équipements nucléaires existants et à l'analyse de ses déterminants. La section suivante porte sur l'allocation de cette rente entre parties prenantes du marché électrique. La dernière section examine et compare chaque mécanisme de réallocation par les prix énumérés plus haut en relation avec différents critères d'efficacité économique et institutionnelle.

## 2. Formation des prix sur le marché concurrentiel et recouvrement des investissements

En concurrence parfaite et si aucune contrainte de capacité n'est rencontrée, les prix de l'électricité sur un marché spot horaire reflètent les coûts de production marginaux des MWh additionnels produits par la technique la plus coûteuse parmi tous les équipements appelés à un moment donné, en vue de satisfaire la demande horaire.

Chaque technique mise en œuvre se distingue par des coûts variables de production différents (€/MWh), mais également par des coûts d'investissement différents (€/MW). Les techniques de base telles que le nucléaire, qui se caractérisent par des coûts variables de production faibles, présentent des coûts d'investissement élevés. Par contre, les techniques de semi-base ou de pointe ont des coûts d'investissement plus faibles, mais un coût variable plus élevé. Les différentes techniques se distinguent donc par des écarts significatifs entre, d'une part, leurs coûts d'investissement et, d'autre part, leurs coûts marginaux de production respectifs.

Conséquence logique du fonctionnement d'un marché spot horaire concurrentiel, le prix de l'électricité est déterminé par le coût marginal de la technique nucléaire pendant les heures durant lesquelles la demande est satisfaite uniquement par les capacités d'équipements nucléaires. Pendant ces heures, la technique nucléaire est « marginale ». Pendant les autres heures de l'année, la capacité nucléaire installée n'est pas suffisante pour satisfaire la demande. Le recours à des équipements dont les coûts marginaux de production sont plus élevés est nécessaire. Le consommateur devra payer les MWh qu'il consomme pendant ces heures selon les coûts marginaux de production de ces équipements, le prix du marché se fixant à ce niveau. A côté de la dernière technique nécessaire à la satisfaction de la demande, les techniques dont les coûts marginaux de production sont plus faibles et qui sont qualifiées d' « infra-marginales », dégagent des surplus par MWh équivalents à la différence de leur coût marginal avec celui de la technique appelée à la marge.

Toutes les techniques infra-marginales sur le marché horaire perçoivent donc un surplus égal à la différence entre le prix du marché spot et leur coût marginal de production. Ce surplus permet de financer les coûts d'investissement élevés des techniques les plus capitalistes pendant les heures de l'année où elles sont infra-marginales. Si la somme de leurs surplus horaires va au-delà du recouvrement de leurs coûts d'investissement, le surcroît de profit incitera les producteurs à investir davantage dans ces techniques de production. Il induira ainsi le niveau optimal d'investissement en conduisant à un parc de production optimal dans une perspective de minimisation du coût collectif à long terme en espérance.

L'optimalité d'un parc de production est atteinte lorsque ce parc de production satisfait à moindre coût les demandes horaires anticipées sur longue période. Pour satisfaire la demande caractérisée par sa variabilité horaire<sup>1</sup>, les investissements sont modulés selon différentes techniques. Celles caractérisées par des faibles coûts variables (coût de combustible essentiellement) et des coûts d'investissement élevés ont une durée d'utilisation plus importante sur l'année que celles caractérisées par des coûts d'investissement faibles et des coûts marginaux élevés. Il serait inefficace pour un producteur de trop investir dans des techniques qui ont des coûts d'investissement élevés (resp. faibles), si certains équipements de ce type dans le portefeuille du producteur concerné ont une trop courte durée d'utilisation (resp. trop longue). De cet arbitrage des producteurs entre techniques à structures de coût différentes résulte une durée optimale d'utilisation des équipements et une capacité optimale pour chaque technique.

---

<sup>1</sup> La représentation de cette demande annuelle par pas horaires et par niveau décroissant est appelée courbe monotone de charge annuelle.

La durée de marginalité de chacune des techniques découle de l'optimisation de long terme résultant des décisions décentralisées d'investissement des producteurs sur le marché.

Au final, le surplus perçu par chaque technique au cours d'une année dépend non seulement du différentiel entre le prix spot et le coût marginal de cette technique lorsqu'elle est infra-marginale, mais également de sa durée de marginalité. Il résulte que les techniques dont les coûts d'investissement sont plus élevés recouvrent la part additionnelle de leur coût d'investissement du fait de l'arbitrage réalisé lors des décisions d'investissement entre les différentes techniques (voir Green R., 2004 et annexe 1). Ainsi, dans ce contexte, le surplus permet de recouvrir exactement de façon annualisée la part additionnelle des coûts d'investissement de ces techniques. Ce concept d'optimalité, popularisé dans le cadre d'une programmation centralisée des investissements est donc aussi applicable dans le contexte d'un marché concurrentiel où les décisions d'investissement sont décentralisées (Joskow P., Tirole J., 2006).

### **3. L'origine de la rente de rareté des équipements nucléaires existants**

Formé d'actifs dont la durée de vie est parfois très importante, le parc de production n'est susceptible d'être modifié que sur un horizon de long terme. Toute variation des paramètres de demande et de coûts de court terme à partir desquels les décisions d'investissement ont été historiquement prises<sup>1</sup>, ou toute contrainte limitant le niveau des capacités installées d'une technique spécifique (on pense au nucléaire sur la plupart des zones nationales du marché continental) induisent une distorsion des revenus alloués à chaque technique par rapport au nouvel optimum économique de long terme (en espérance), le temps que les investissements en capacité de production permettent un retour vers cette situation optimale. C'est la situation qui prévaut sur le marché français, désormais intégré au marché continental. A la suite du déplacement de la fonction de demande adressée au parc électrique français et du changement durable du prix des combustibles, le nombre d'heures durant lesquelles les techniques sont effectivement marginales ne correspond plus à celui de l'optimum économique de long terme défini par rapport à la demande nationale dans le précédent régime. Les demandes horaires sur l'année, représentée par la monotone de charge annuelle, ne sont donc plus satisfaites au moindre coût de long terme et l'allocation des revenus aux différents équipements rémunère davantage certaines techniques en capacité déficitaire. Ce surcroît de rémunération constitue une rente de rareté octroyée par les mécanismes de marché aux propriétaires de ces types d'équipement.

#### **3.1. Rente de rareté et évolution du prix des combustibles**

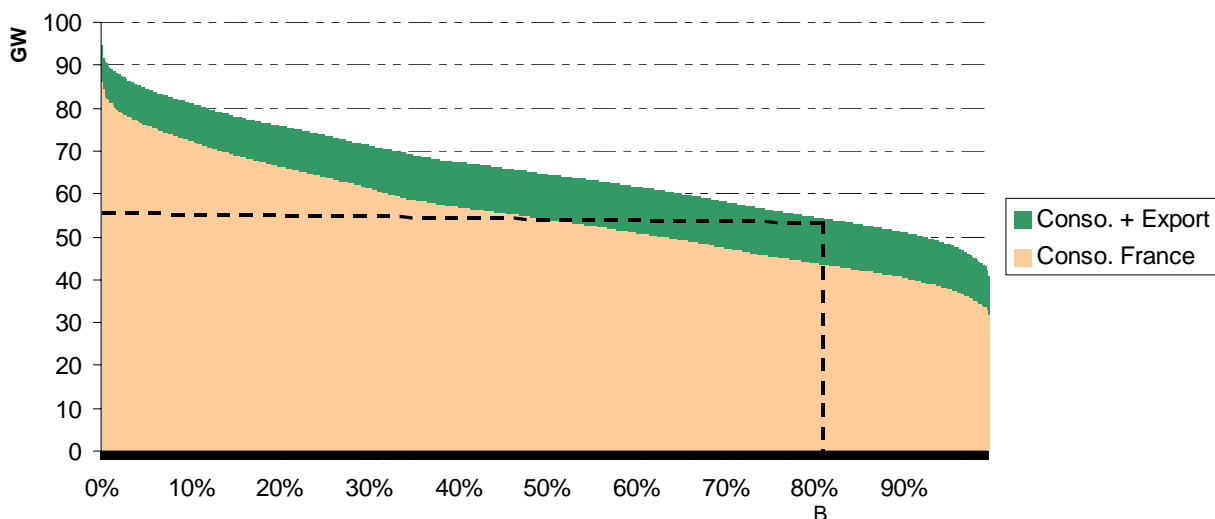
Le prix de l'électricité sur le marché de gros européen a plus que doublé entre 2002 et 2006. La cause immédiate de cette augmentation est liée à la hausse du prix des énergies fossiles, en particulier le gaz et le charbon.

---

<sup>1</sup> Niveau de la demande qui change radicalement si le marché national s'intègre à d'autres marchés, coûts marginaux de production qui évoluent en relation avec les prix des combustibles.

La hausse des prix du combustible a des répercussions sur le prix de l'électricité français, bien que le parc de production soit majoritairement nucléaire, car le marché français est intégré aux marchés adjacents de la plaque continentale. A peu de choses près (la contrainte de congestion sur les interconnexions en particulier), la satisfaction de la demande française requiert l'appel de capacités de production électriques marginales basées sur les énergies fossiles françaises et européennes pendant 83 % de l'année.

**Graphique 1. Monotone de la consommation française et exportations sur l'année 2006**

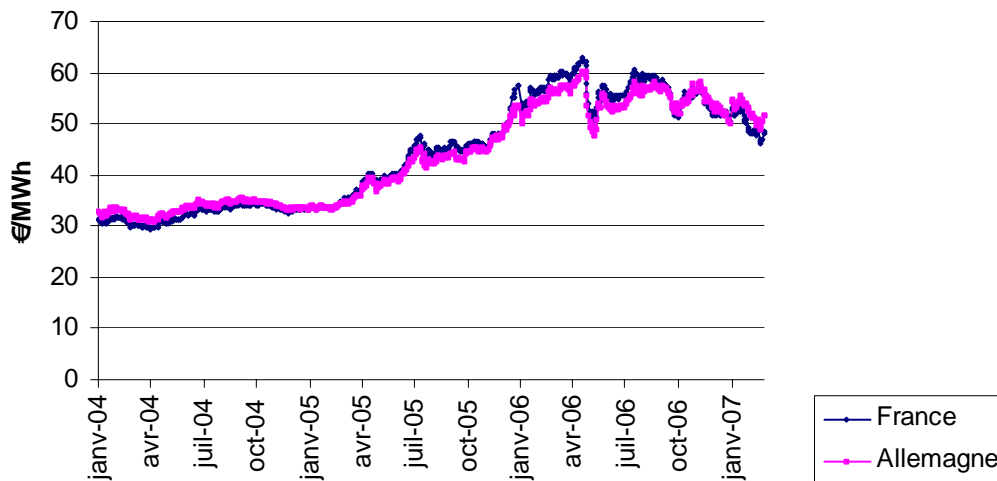


Source : RTE.

La monotone de charge française sur l'année 2006 est représentée sur le graphique précédent. À celle-ci sont rajoutées les exportations vers les pays frontaliers. En supposant une disponibilité du parc nucléaire de 89 % constante sur l'année sur une puissance installée théorique de 63 GW, la puissance moyenne disponible du parc nucléaire équivaut à une puissance de 56 GW. Avec une telle puissance, le nucléaire affiche une durée de marginalité d'environ 1500 heures annuelles (soit 17% des 8760 heures, au-delà du point B).

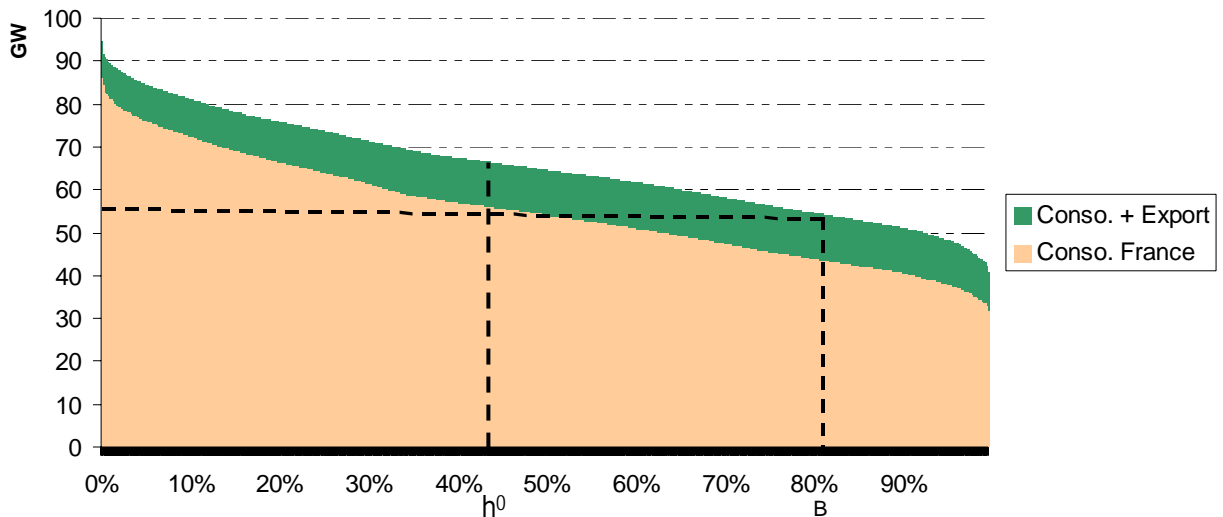
Le prix en France s'établit donc, sur l'année, au niveau des coûts marginaux de production des autres techniques de production qui contribuent à la satisfaction de la demande horaire marginale en plus du nucléaire. Ces autres techniques sont essentiellement des centrales thermiques classiques et des turbines à gaz. Elles ont donc une durée importante de marginalité, environ 83% de l'année, ce qui explique la corrélation entre le prix de l'électricité et le prix des énergies fossiles, alors même que les coûts de production des techniques nucléaires ne sont pas affectés par les évolutions des coûts des énergies primaires.

Il résulte de l'intégration du marché français au marché continental que les prix horaires en France s'alignent sur les prix horaires en Allemagne, pays caractérisé par la dominance des techniques à base de combustibles fossiles. Le graphique 2 ci-dessous illustre la corrélation des prix des marchés français et allemands, sachant que les congestions temporaires sur les capacités d'interconnexion entre les deux marchés ne provoquent que de légers écarts de prix entre les deux marchés, sauf pendant un petit nombre d'heures où les flux d'échanges tendent à s'inverser vers la France.

**Graphique 2. Évolution des prix du produit Base année n+1 en France et Allemagne**

Source : Powernext, et EEX, Février 2007

Ces deux facteurs -- déplacement de la fonction de demande due à l'intégration des marchés et hausse du prix des énergies fossiles -- induit donc une rente de rareté importante perçue par les équipements nucléaires existants. Pour les acteurs en concurrence, il s'avère économiquement avantageux d'augmenter les capacités installées en techniques nucléaires à moyen ou long terme, ce qui se traduira par l'accroissement de la durée de marginalité du nucléaire.

**Graphique 3. Durée de marginalité optimale du nucléaire**

Source : RTE

Le graphique 3 illustre une manière simple d'évaluer la rente de rareté lorsque la durée de marginalité du nucléaire du parc actuel sur le marché continental et français est moins élevée que l'optimum économique ( $h^0$ ). (Précisons que le point  $h^0$  résulte des différences de structures de coûts de production des techniques). Il s'avère que sur l'intervalle  $[h^0, B]$  le nucléaire perçoit des revenus équivalents au coût marginal des centrales thermique, net du coût marginal des équipements nucléaires.

L'intervalle entre  $h^0$  et B représente donc la durée de marginalité des techniques fossiles qui est excessive par rapport à l'optimum économique. Le revenu perçu par les techniques nucléaires pendant ces heures est beaucoup plus important que celui qui serait effectivement perçu dans le contexte d'un parc de production optimal<sup>1</sup>. En résumé, une rente de rareté est perçue par les techniques nucléaires lorsque leur durée de marginalité effective est inférieure à leur durée de marginalité optimale. À long terme de nouveaux investissements nucléaires seraient censés conduire au tarissement de cette rente de rareté si le parc devenait optimal à l'échelle européenne, mais à condition que de tels investissements soient possibles.

### 3.2. L'intégration de la composante CO<sub>2</sub>

Les centrales thermiques, à base de charbon et de fioul, et les techniques à base de turbines à gaz émettent des gaz à effet de serre, notamment du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>). Les États membres de l'Union européenne ont introduit des contraintes d'émissions basées sur des allocations de permis sur les grands établissements industriels, qui se traduisent pour chaque producteur électrique par l'obligation de respecter un volume de permis qui lui est alloué, à moins d'acheter des permis supplémentaires sur un marché. Selon les Plans nationaux d'allocation de permis, chaque pays alloue des permis d'émissions aux producteurs d'électricité et aux entreprises de six autres industries lourdes. Les échanges de ces permis conduisent à la formation d'un prix reflétant l'offre et la demande de permis. Bien que l'allocation initiale ait été gratuite, les producteurs valorisent ces droits d'émissions au coût d'opportunité dans leur offre sur le marché électrique horaire, car ils ont la possibilité de revendre ces permis.

Le prix des certificats de CO<sub>2</sub> est répercuté sur les prix d'offre sur le marché électrique à proportion des émissions des centrales thermiques charbon ou gaz lorsqu'elles sont à la base des offres marginales sur le marché horaire<sup>2</sup>. Ce qui est le cas sur la quasi-totalité de l'année sur la plaque Franco-Allemande ou plus largement sur la plaque continentale. La rente allouée au nucléaire existant a donc sensiblement augmenté en raison de l'augmentation du prix des certificats CO<sub>2</sub>.

### 3.3. La contrainte sur les capacités nucléaires

Le développement du parc de production est contraint par des obstacles politiques dans de nombreux pays en Europe. Ces obstacles ne permettent donc pas au parc continental de se diriger vers l'optimum. La durée de marginalité des centrales nucléaires devrait donc rester très inférieure (par exemple 1500h sur les 8760h de l'année) par rapport à leur durée de marginalité dans une situation d'optimum économique à l'échelle européenne (5 ou 6000 heures). À l'opposé, si des capacités nucléaires sont développées significativement dans certains pays où elles sont bien acceptées pour exporter vers les autres marchés, elles auront un impact sur la

---

<sup>1</sup> On évalue la rente de rareté du nucléaire existant en multipliant la puissance disponible des capacités nucléaires par les deux termes suivants : la différence entre la durée marginale effective et la durée marginale optimale, d'une part, et le différentiel de coûts marginaux entre les techniques fossiles et nucléaires, d'autre part.

<sup>2</sup> Soit à concurrence d'une valeur théorique de 400 kg/MWh pour une centrale en cycle combiné à gaz, et d'un montant d'environ 1000 kg/MWh pour une centrale à charbon.



durée de marginalité de cette technique sur le marché continental et par voie de conséquence sur le marché français. Tous les consommateurs européens et du coup les consommateurs français bénéficieront de l'impact de l'augmentation de la durée de marginalité des techniques nucléaires sur les prix. Toutefois un point est à souligner. L'addition de ces capacités nucléaires uniquement en France buterait sur l'insuffisance de capacité d'interconnexions supplémentaires. Les 13 GW d'interconnexions actuelles sont insuffisantes. Le développement de nouvelles capacités d'interconnexion pour exporter massivement vers les pays voisins est contraint politiquement. Un développement de nouvelles capacités nucléaires en France ne permettrait donc pas à lui seul de réduire la durée de marginalité des techniques fossiles sur le marché continental et donc sur le marché français.

### **3.4. Volatilité et pérennité de la rente de rareté**

Pour être complet on ne doit pas oublier la volatilité de la rente de rareté du nucléaire et à long terme sa pérennité, car ces deux éléments jouent sur les anticipations des producteurs pour qu'ils investissent dans le nucléaire si les barrières politiques n'existent pas. A parc donné, la rente annuelle est fonction du niveau du prix des combustibles fossiles, et des aléas climatiques, qui joue sur l'hydraulicité annuelle, et des niveaux de la demande saisonnière d'une année sur l'autre, de façon le plus souvent corrélée. Lorsque le prix des combustibles tels que le (charbon ou gaz) ou celui des permis CO<sub>2</sub> décroissent, la valeur de cette rente se réduit<sup>1</sup>. C'est également le cas pour le niveau de la demande saisonnière ou hebdomadaire dont les fluctuations inter-annuelles modifie la durée de marginalité des différents types d'équipements. Tous ces éléments étant stochastiques, la rente n'est pas constante d'une année sur l'autre à parc inchangé.

Considérons à présent l'incertitude sur l'évolution de la rente de rareté dans une perspective de long terme. Pour déclencher leur décision d'investissement, les acteurs du marché se réfèrent à des anticipations de prix de l'électricité qui sont conditionnées par celles des prix de combustibles et du CO<sub>2</sub>. Dans une perspective pluriannuelle, l'espérance de rente est incertaine. Une fois l'équipement installé, la rente de rareté pourrait s'avérer durablement négative si les prix du gaz baissent radicalement et restent à des niveaux bas (par exemple 3\$/Mbtu au lieu des 6-7\$ actuels) pendant quelques années. Les fluctuations de la rente de rareté des techniques nucléaires réduisent l'attractivité de ce type d'investissement.

## **4. Les différents modes d'allocation de la rente de rareté par les revenus et par les prix**

La rente de rareté contribue aux profits du producteur détenteur d'équipements nucléaires existants. Elle doit servir d'incitation à l'investissement, mais elle participe aussi logiquement à la rémunération des actionnaires public et privés de l'entreprise détentrice de ces actifs. Un actionnaire est rémunéré par les dividendes ; mais il voit aussi la valeur boursière de ses actions augmenter quand se révèle la valeur d'actifs de production indépendants des prix des combustibles fossiles.

---

<sup>1</sup> Cette situation est illustrée par les difficultés rencontrées par British Energy entre 2001 et 2003.

Ces revenus permettent aux actionnaires privés d'effectuer de nouveaux placements dans différentes activités économiques et financières en fonction de leur taux de rentabilité anticipé. Par conséquent, des restrictions sur la part de la rente de rareté allouée aux actionnaires privés (et publics) par un mécanisme de réallocation constitue un coût d'opportunité pour l'économie.

Comme actionnaire très majoritaire d'EDF (87,3%), l'Etat bénéficie de la rente de rareté par le biais des dividendes. De plus la valeur boursière de l'entreprise augmentant grâce au nucléaire existant, le patrimoine de l'Etat s'accroît. Au contraire, si l'Etat freine l'évolution des prix payés par les consommateurs français vers les prix de marché par le maintien de tarifs réglementés de l'électricité, il abandonne une partie de ses dividendes au bénéfice des consommateurs et fait baisser la valeur patrimoniale de l'entreprise<sup>1</sup>. L'abandon des tarifs réglementés jouerait en sens inverse. Pour l'actionnaire principal qu'est l'Etat, ces revenus permettent d'alléger des prélèvements présents et futurs s'ils contribuent au désendettement public. Ils retournent donc en partie indirectement vers les ménages et les entreprises. L'appropriation d'une partie de la rente par l'État actionnaire signifie que les Français bénéficient de cette rente, non pas comme consommateurs, mais comme citoyens, par la contribution qu'elle apporte au budget de l'Etat, et au travers de la valorisation patrimoniale de l'entreprise dont il peut décider de vendre tout ou partie du capital. Reste néanmoins que l'Etat en tant qu'actionnaire majoritaire peut opter pour différentes alternatives de réallocation de la rente de rareté. Ce sont ces modes de réallocation que nous examinons ci-après.

**Laisser la rente de rareté au producteur nucléaire.** Selon la théorie économique, la rente de rareté constitue une incitation à l'adaptation du parc des producteurs en concurrence par le biais du développement des nouvelles capacités de production efficaces. Le développement de nouvelles capacités de production nucléaires par des producteurs est un moyen pour eux de capter cette rente. Au moins temporairement si ces nouvelles capacités nucléaires sont développées à grande échelle, car plus elle se développent, plus cette rente de rareté s'atténuera pour les équipements anciens et nouveaux. Cependant on a vu qu'un problème existe qui justifie d'envisager la réallocation d'une partie de la rente de rareté aux consommateurs. Le développement des équipements nucléaires dans les pays européens est entravé par des obstacles politiques et le développement immédiat et à large échelle en France pour exporter de l'électricité issues des techniques nucléaires afin de rectifier le sous-optimum européen n'est pas concevable. Le producteur nucléaire français dont l'actionnaire majoritaire est public pourrait donc se voir légitimement contraint de réallouer une partie de cette rente pour des raisons d'équité redistributive. Mais il est nécessaire de rappeler que toute réallocation totale ou partielle de la rente de rareté du nucléaire existant a un impact sur le signal incitatif envoyé aux investisseurs en France. Sur le long terme l'augmentation des capacités de production nucléaire est biaisée, parce qu'en théorie la rente de rareté devrait servir à inciter à réinvestir dès maintenant dans des équipements pour améliorer l'efficacité de l'offre électrique sur le marché continental.

**Une réallocation vers les consommateurs par les revenus.** La réallocation d'une partie de la rente de rareté peut s'effectuer sur la base d'éléments extérieurs à la facture d'électricité au travers d'une redistribution par les revenus. On évoquera deux moyens possibles parmi d'autres. Premier moyen possible, l'État pourrait

---

<sup>1</sup> On a pu l'observer avec la montée des cours de l'action d'EDF lorsque le Conseil Constitutionnel a remis en question les tarifs administrés de l'électricité en novembre 2006.

s'octroyer une partie supplémentaire de la rente de rareté par le biais d'une fiscalité exceptionnelle afin d'allouer ces recettes additionnelles à un allègement de la fiscalité directe, voire, d'une façon plus directement liée aux consommations d'électricité, à un allègement de TVA sur l'électricité sur les ménages (qui, au passage serait acceptable au regard de la politique de la concurrence développée par la Commission européenne, comme le laisse penser l'avis favorable à la baisse de TVA sur la restauration). Second moyen possible, le consommateur français pourrait bénéficier de la rente de rareté, si chacun se voyait attribuer des titres l'instituant comme actionnaire de l'entreprise, ce qui lui permettrait de bénéficier des profits de l'entreprise. Cette allocation compenserait la hausse des prix de l'électricité, lorsque les prix de détail seraient libérés et qu'ils s'aligneraient sur les prix du marché de gros. Les actions seraient attribuées sans droit de vote et en fonction de la consommation électrique.

**Une réallocation vers les consommateurs par les prix.** Un des modes de réallocation de cette rente de rareté pourrait être une redistribution directe aux consommateurs par le biais de leur facture d'électricité et par les prix. La voie la plus évidente est celle de prix administrés, inférieurs au prix de marché. Elle était largement admise en France jusqu'à ce que la décision du Conseil Constitutionnel du 30 novembre 2006 remette en cause cette pratique, si celle-ci n'est pas simplement conçue comme une mesure transitoire donc provisoire. Cependant chaque canal de redistribution de la rente de rareté aux clients finals n'est pas sans soulever quelques questions : l'efficacité allocative, la compatibilité avec les principes de marché, la transparence, l'adaptabilité, comme on va le voir. Une question supplémentaire, que nous ne traiterons pas, est son application à la fois aux clients industriels et tertiaires et aux ménages. La redistribution de la rente aux clients industriels pose une question importante au regard de la politique de la concurrence dans l'Union européenne. En effet seuls les industriels en France bénéficieraient de cette rente par des rabais directs ou indirects. Pendant qu'ailleurs en Europe, les mêmes industriels chercheraient en même temps que leurs concurrents à adapter leur production et leurs procédés aux prix élevés de l'énergie.

## **5. Comparaison des mécanismes de réallocation de la rente de rareté par les prix**

Nous comparons à présent quatre mécanismes de réallocation de la rente aux consommateurs : le maintien de tarifs réglementés bien calibrés, une subvention agissant comme une CSPE négative, un « bloc patrimonial » inspiré du modèle québécois revu et corrigé, et enfin des droits de copropriété sur les équipements nucléaires existants qui seraient accordés aux consommateurs et revendus au producteur. La comparaison se fait sur la base de plusieurs critères d'efficacité économique et institutionnelle.

### **5.1. Critères d'efficacité économique et institutionnelle**

Le premier critère, l'**efficacité économique**, se caractérise par trois aspects. En premier lieu, le mécanisme ne doit pas conduire à une perte sociale nette. Par exemple, en visant à la fois les ménages et les industriels avec des prix réglementés plus bas que les prix de marché, il ne serait pas efficace de redistribuer la rente aux clients industriels, si cette réallocation s'accompagne d'une perte marginale pour le secteur électrique plus importante que le gain marginal en terme social et

économique de ces clients industriels, problème soulevé par J-T Bernard (2005) à propos des tarifs québécois. En second lieu, le mécanisme doit préserver le lien entre les prix du marché de gros et ceux aux consommateurs. Le prix du marché est un signal économique pour inciter les clients à une consommation efficiente de l'énergie<sup>1</sup>. Dans cette même logique, à long terme, le mécanisme ne doit pas conduire à une distorsion des signaux relatifs aux investissements pour réduire la rareté des équipements efficaces sur le marché considéré. En troisième lieu le mécanisme doit aussi permettre une réallocation en fonction de la courbe d'appel du consommateur. Étant donné que la rente de rareté à réallouer concerne les équipements nucléaires censés fonctionner de 6000 à 7000 heures, il serait plus efficient que chaque consommateur perçoive sa part de la rente réallouée en fonction de la durée d'utilisation des techniques nucléaires au sein de sa courbe d'appel<sup>2</sup>.

Le second critère est l'**efficience redistributive**. La réallocation de la rente doit se faire effectivement vers les consommateurs : en effet une partie pourrait rester entre les mains des fournisseurs qui interviendraient en intermédiaires dans la réallocation. Et elle doit se faire de façon équivalente entre eux sans que tel segment de clientèle soit favorisé plutôt que tel autre.

Le troisième critère est l'**adaptabilité**. Le niveau de la rente de rareté est volatile et dépend du niveau de la demande et des prix des combustibles. Les variations de ces éléments modifient le niveau de la rente d'année en année. Si la rente vient à baisser ou à disparaître, le mécanisme doit s'adapter rapidement pour prendre en charge la nouvelle donne. Le quatrième critère est la **compatibilité avec le droit de la concurrence** et les directives européennes. Un tel mécanisme ne doit en aucun cas créer de potentielles distorsions de concurrence. Enfin un dernier critère est celui de la **simplicité** de la mise en œuvre, ce qu'autorise une transparence du mécanisme. On examinera les quatre dispositifs au regard du critère principal d'efficience économique, en le complétant par certains des quatre autres critères lorsque le dispositif considéré apparaît soulever des interrogations.

## 5.2. L'usage des prix réglementés

Une première méthode de redistribution de la rente consiste à maintenir des tarifs réglementés sur le marché de détail pour les consommateurs, tout en laissant les prix libres sur le marché de gros. Ces tarifs réglementés seraient à définir et à ajuster de façon à correspondre à la réalité des coûts de production de long terme de l'entreprise historique supposée produire pour tous les consommateurs restant aux tarifs, qu'ils soient ses clients ou ceux de fournisseurs concurrents.

---

<sup>1</sup> Un prix de vente administré inférieur au prix du marché de gros inciterait les consommateurs à consommer à un niveau supérieur au niveau optimal. Or, une demande horaire supérieure au scénario optimal ferait appel à la marge à des techniques plus coûteuses, conduisant à un prix de gros supérieur, ce qui accroîtrait l'écart avec le prix administré. Le seul moyen de donner aux particuliers et aux industriels les bonnes incitations en rapport avec les coûts induits par leur décision de consommer consiste à leur vendre l'électricité à un prix qui soit en relation avec le coût de la technique de production marginale

<sup>2</sup> On notera toutefois que cette correspondance n'a de pertinence vis-à-vis de l'optimum qu'en dehors des heures pendant lesquelles sa demande horaire n'est pas corrélée aux autres demandes, ni à des aléas climatiques qui accroissent toutes les demandes horaires et les besoins de capacité de pointe et de réserve (problème d'hydraulicité).

Les principes de définition des tarifs réglementés en structure et en niveau remontent au temps du monopole public en référence à l'optimum de second best. La demande était satisfaite par une entreprise. Celle-ci programmat à long terme les moyens efficaces de production nécessaires à la satisfaction des demandes horaires croissantes. Et, dans la logique des principes marginalistes, la détermination d'un tarif était conçue pour permettre le recouvrement des coûts complets et l'équilibre budgétaire lorsque les fonctions de coût en développement étaient à rendements croissants.

Dans les tarifs binômes (abonnement + énergie) proposés par EDF en France, la part énergie reflétait les coûts marginaux de production mis en œuvre pour satisfaire un profil de charge en fonction de la durée d'utilisation des équipements qui seraient supposés satisfaire la demande du consommateur considéré, en étant à la marge du système pour chaque groupe d'heures. A l'échelle française, une telle tarification offrait l'avantage de signaux cohérents qui indiquaient à chaque usager le coût de sa consommation en énergie pour la collectivité. Les différentes options tarifaires proposées incitaient ainsi les consommateurs à choisir un tarif en fonction de leur profil de consommation. Étant donné la part prépondérante du nucléaire dans le parc de production, et sa durée de marginalité (élevée dans le seul cadre de l'équilibre français), le coût marginal bas du MWh nucléaire constituait la composante énergie du tarif, et son coût fixe élevé (capital, etc.) la prime d'abonnement aux clients finaux lorsque la courbe d'appel de ces derniers était caractérisée par une très longue durée d'utilisation (TLU). Suite à l'intégration européenne des marchés et à la modification des prix du combustible, la durée de marginalité des techniques, et notamment du nucléaire, sur le marché de référence est totalement différente de celle du cadre de définition des tarifs marginalistes antérieurs d'EDF. Le niveau et la structure horo-saisonnière des tarifs réglementés ne correspondent plus aux prix marginaux sur le marché horaire, ni les durées de marginalité de l'ensemble des techniques qui satisfont la demande européenne aujourd'hui.

Le maintien du tarif réglementé qui constitue *de facto* la voie actuelle de réallocation de la rente de rareté pourrait se prolonger dans le futur – après un ajustement du tarif actuel et une évolution à prévoir selon des règles à inclure dans le contrat de service public d'EDF. Cependant le maintien du tarif réglementé s'oppose aux critères d'efficacité économique et de conformité aux principes de la réforme européenne.

• **Efficacité économique.** Le maintien du tarif réglementé a des effets négatifs vis-à-vis de l'efficacité économique, notamment si le niveau du tarif n'est pas calé sur le coût des nouveaux équipements nucléaires qui viendraient en remplacement des équipements existants. En premier lieu le prix réglementé n'envoie pas un signal de prix cohérent avec l'équilibre du marché européen. La logique de la théorie marginaliste développée en France à la fin des années 1940 (Boiteux M., 1949, 1956) repose sur l'idée que le tarif au coût marginal en développement représente le coût pour la collectivité d'une consommation d'un MWh. Étant donné l'intégration du marché français au marché européen de l'électricité, les tarifs en France doivent représenter le coût de la consommation d'un MWh marginal à l'échelle européenne, et non plus seulement à l'échelle nationale, pour inciter les consommateurs à ajuster leur consommation au niveau plus élevé des prix de marché et à leur structure horo-saisonnière.

La redistribution de la rente par le biais du paiement d'un tarif plus bas, basé sur les coûts du producteur historique, abaisse et déforme les valeurs horaires des différents produits consommés en envoyant un signal erroné aux consommateurs.

Le niveau tarifaire étant inférieur au prix du marché de gros, la quantité demandée par les consommateurs sera supérieure à la quantité demandée qui serait optimale à l'équilibre sur le marché amont. Le coût de la consommation d'un individu ne reflète pas le coût réel de sa consommation pour la collectivité à l'échelle européenne. Elle constitue une incitation à consommer davantage en volume en France et requiert des techniques de production plus coûteuses que les techniques qui seraient marginales sur un marché de gros français si on l'isolait du marché européen. Or dans la période actuelle, l'augmentation des prix de l'électricité est liée au renchérissement du prix du gaz, aux impératifs de lutte contre le changement climatique et à la fin des surcapacités de production en Europe. Ce prix élevé signale une rareté des ressources fossiles et le coût environnemental de productions marginales. Appliqué aux ménages, il inciterait les consommateurs à orienter leurs achats d'équipements (s'équiper d'appareils à haute performance énergétique) et leurs comportements quotidiens (éteindre la lumière dans les pièces vides). Le maintien de prix administrés inférieurs aux prix de marché au nom d'un juste retour auprès des consommateurs du bénéfice de l'investissement nucléaire passé les détourne de ce mécanisme vertueux. Manipuler le niveau et la structure horaire des prix pour redistribuer la rente ne donne donc pas le bon signal économique aux clients finals en terme d'utilisation économiquement efficiente de l'énergie électrique.

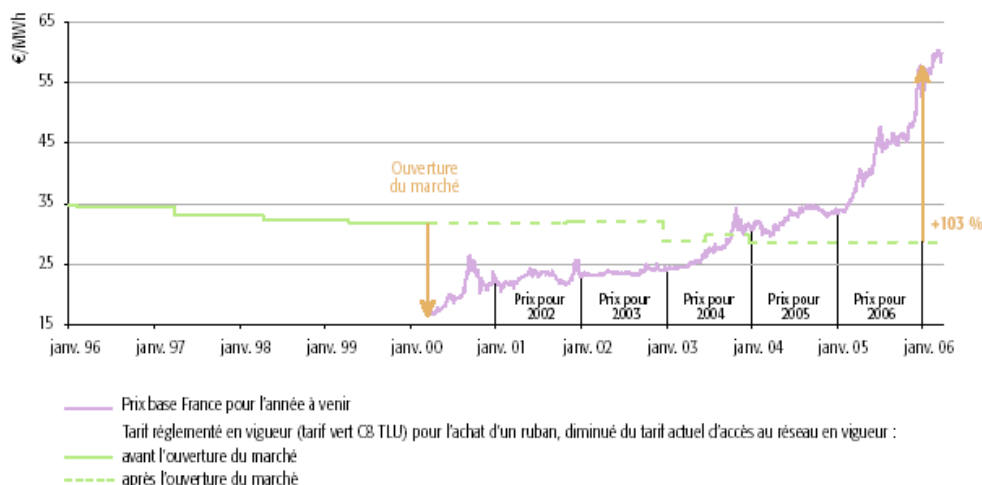
Mais ce défaut est compensé en partie par le fait que les menus tarifaires permettent une réallocation de la rente en fonction des caractéristiques de la demande des consommateurs. En effet, les tarifs sont caractérisés par une structure binôme selon les profils de consommation. Ils sont différenciés en fonction de la courbe d'appel du client et sa correspondance avec la durée d'utilisation des équipements. Ainsi les tarifs « longue utilisation » sont caractérisés par une part de prime fixe élevée et une part variable faible, censées refléter la structure de coût des techniques capitalistiques utilisées en base. Ces tarifs favorisent les clients dont le profil de demande annuel est régulier au cours de l'année. À l'opposé, les tarifs « courte utilisation » sont plus avantageux pour les clients dont la durée d'utilisation des équipements est courte, car ils sont caractérisés par une composante fixe faible et une composante variable élevée.

L'existence d'un tel menu tarifaire offre l'avantage que la rente soit réallouée en fonction de la correspondance de la courbe d'appel du client et de l'utilisation des équipements de production. Il évite de la réallouer aux consommateurs dont la consommation annuelle en marginal requiert des techniques ne générant pas une rente de rareté. Une réallocation de la rente récompense les usages dont la courbe d'appel correspond à la longue durée d'utilisation des équipements capitalistiques efficients tels que les centrales nucléaires.

Le tarif réglementé pose une question majeure quand on l'examine par rapport à l'efficacité économique de long terme. Un mauvais calcul de son niveau ne favorise pas les investissements futurs pour le renouvellement des équipements nucléaires existants. C'est le cas du niveau actuel du tarif, comme le montre le graphique ci-dessous, qui donne l'évolution du tarif réglementé pour les clients industriels (tarif vert TLU), et l'évolution des prix *forward* pour un « produit base » pour l'année à venir.

Ces courbes montrent qu'il existe un différentiel croissant entre le prix de marché d'un ruban pour l'année à venir<sup>1</sup> et la part énergie des tarifs. La comparaison de ce tarif avec le coût complet du MWh du premier réacteur de la nouvelle technique EPR, estimé à 46 €/MWh, nous indique que ce niveau tarifaire produirait des revenus qui seraient insuffisants pour assurer le remplacement des capacités de production déjà existantes, au moins pour les premiers réacteurs.

**Graphique 4. Évolution des prix de marché et du tarif vert TLU**



Source : CRE, avril 2006

- **Compatibilité avec le droit de la concurrence.** Le maintien de tarifs réglementés n'est pas compatible avec le droit communautaire, comme l'a souligné en novembre 2006 la Cour Constitutionnelle française. L'existence de tarifs a été notamment condamnée sous l'argument qu'ils faussent les conditions de concurrence intracommunautaire lorsqu'ils bénéficient aux industriels dans un pays, en abaissant leurs coûts par rapport à leurs concurrents. On ajoutera que les tarifs réglementés gênent les entrées sur les segments de marché sur lesquels ils sont appliqués, sauf à envisager des compensations complexes pour les fournisseurs concurrents du fournisseur historique.

- **Critère d'adaptabilité.** La mise en œuvre d'un tel mécanisme n'est guère problématique, puisque ce mécanisme est actuellement utilisé en France, où les tarifs réglementés sont fixés par décret ministériel. Cependant, la fixation de tels tarifs de façon réglementaire pose le problème de leur ajustement face des modifications fréquentes de l'environnement économique (prix des combustibles et du CO<sub>2</sub> notamment) L'expérience montre en effet que des préoccupations politiques conduisent fréquemment le gouvernement à limiter les adaptations des tarifs, même si les règles d'évolution définies dans le contrat de service public liant l'Etat et EDF les justifieraient.

<sup>1</sup> Le prix d'un produit base pour l'année à venir est constitué par l'espérance de la moyenne des 8760 prix horaires. Chaque prix horaire étant fixé par le coût marginal de la technique marginale.

### 5.3. Le bloc d'énergie patrimoniale

En s'inspirant du mécanisme utilisé au Québec intitulé « énergie patrimoniale », on peut concevoir un mode de réallocation de la rente par la vente d'un important bloc d'énergie par le producteur nucléaire aux fournisseurs en concurrence à un prix basé sur le coût complet de production nucléaire, et non pas sur le prix de marché. Si concurrence effective il y a entre les fournisseurs sur le marché final, celle-ci garantira le transfert de la rente de rareté vers le consommateur dans les prix industriels et de détail grâce à la pression concurrentielle.

Au Québec, avec une production électrique à base de grands équipements hydrauliques, la situation est similaire à celle du parc français par rapport au marché continental. En effet, la proximité du marché américain de l'électricité permettrait à l'entreprise publique Hydroquébec de bénéficier d'une rente hydroélectrique si elle valorisait sa production sur ce marché. Cependant la loi sur la Régie de l'Électricité impose à Hydroquébec Production de vendre au fournisseur, Hydroquébec Distribution un très grand bloc de sa production aux coûts historiques (contrairement à EDF, il a conservé le monopole de commercialisation). Ce bloc de 165 TWh couvre environ 93% de la consommation d'électricité du Québec. Le reste de la consommation est couvert par des achats réalisés par Hydroquébec Distribution par des contrats de long terme à prix non régulés auprès de différents producteurs. Ainsi, les clients seront facturés au prix contractuel de l'énergie pour toute consommation supérieure à leur consommation correspondant à l'énergie patrimoniale (Bernard J-T., 2005). Le dispositif est simple à mettre en œuvre dans la mesure où Hydroquébec Distribution bénéficie à la fois du monopole d'achat de gros et conserve celui de la vente au détail.

Par transposition au marché électrique français où les fournisseurs sont en concurrence, on peut concevoir une redistribution de la rente de rareté du nucléaire par le biais d'un bloc d'énergie patrimoniale dont le prix serait basé sur les coûts complets de production des techniques nucléaires. Le volume vendu dans le cadre de ce bloc patrimonial ne pourrait en aucun cas excéder la production des équipements nucléaires installés au moment de la libéralisation du marché, après déduction d'un montant aux exportations et qui serait défini par le gouvernement et le régulateur. La vente porterait sur un produit « base » annuel à un prix administré<sup>1</sup>. Ce dernier serait déterminé en référence au coût complet des nouveaux équipements nucléaires destinés à assurer le renouvellement du parc, et non pas en référence au coût historique selon l'approche québécoise<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> La mise en place d'un système d'enchère pour l'octroi d'énergie ces blocs ne permettrait pas une réallocation de la rente au fournisseur et aux consommateurs, car la disposition à payer des acteurs de l'enchère sera fixée en fonction des prix du marché de gros qui constitue l'alternative de leur achat de gros.

<sup>2</sup> Une autre méthodologie consisterait à fixer le prix administré en fonction de la rente de rareté effectivement perçue par le producteur qui serait estimée par le régulateur et des prix de marché. De façon pratique pour une année N+1, le prix administré de ces blocs serait fixé à partir du produit « base » pour l'année à venir duquel serait soustrait le niveau de la rente de rareté calculé pour l'année N. Si le prix du produit « base » sur l'année à venir est bien aligné sur l'espérance des coûts marginaux des techniques de production nécessaire à satisfaire les demandes horaires, la déduction de la rente unitaire de ce prix, fixe le prix administré de l'énergie du bloc patrimonial au niveau du coût complet du nucléaire en base. Mais cette approche est sans aucun doute plus complexe à mettre en œuvre.



À la différence du Québec où la réglementation impose la vente de l'énergie du bloc patrimonial à un distributeur unique, le produit « base » serait vendu aux différents fournisseurs en concurrence. Afin d'éviter que ceux-ci replacent l'énergie obtenue sur le marché de gros (contrats ou spot) dont le prix serait le plus souvent supérieur au prix de ce produit « base », ils seraient soumis à une obligation de revente aux seuls clients finals. L'énergie du bloc patrimonial ne pourrait donc en aucun cas faire l'objet d'arbitrage avec les marchés de gros. De même, à la différence du Québec où le prix de l'énergie du bloc patrimonial peut être transmis intégralement dans les prix aux consommateurs car Hydroquébec est en situation de monopole réglementé, la transmission du prix de l'énergie patrimonial dans les prix finals ne s'effectue pas automatiquement. C'est la concurrence entre les fournisseurs qui doit permettre de transmettre aux consommateurs finaux le prix de l'énergie patrimonial.

• **Efficiences économique.** Ce type de mécanisme permet aux consommateurs de bénéficier de la rente nucléaire correspondant à la production nucléaire destinée au marché français par le biais d'un prix administré inférieur au prix du marché. Cependant, un prix administré de l'énergie patrimoniale qui est inférieur à celui du marché de gros et qui serait transmis plus ou moins intégralement dans les prix finals conduit à un niveau de consommation inefficace d'un point de vue du bien-être collectif, car la dépense de consommation d'un individu ne reflète pas le coût marginal de sa fourniture pour la collectivité.

Pour garantir l'efficiences économique, ce mécanisme de réallocation de la rente doit nécessairement être accompagné d'un schéma d'incitation capable d'induire une consommation efficace de l'énergie non patrimoniale, en transmettant le bon signal prix pour la partie de la consommation de chaque client en sus de celle correspondant à l'énergie patrimoniale. Pour ce faire la facturation doit être séparée en deux types d'énergie et en deux prix, sachant que le fournisseur achète deux types d'énergie de gros pour les revendre au consommateur final. Une première partie de la facture correspond à la quantité d'énergie auquel chaque consommateur en tant qu'ayant-droit peut se prévaloir dans le bloc d'énergie patrimonial (au prorata de sa consommation par rapport à la consommation finale totale) avec un prix propre au fournisseur que celui-ci définit à partir du prix administré de l'énergie patrimoniale. La seconde composante de la facture qui est basée sur le prix de marché de gros porte sur la quantité d'énergie au-delà des « droits à l'énergie patrimoniale » du client

Toujours pour s'assurer d'une réallocation efficace, la distribution de « droits à l'énergie patrimoniale » aux clients doit s'effectuer en fonction de la correspondance entre la courbe d'appel du client et la courbe de charge des équipements nucléaires. Chaque client se verrait facturer une fraction de sa consommation correspondant à la fraction la moins modulée de sa fourniture à un prix aligné sur le prix de l'énergie patrimoniale. En amont, chaque fournisseur se verra allouer par le régulateur un volume d'énergie patrimoniale en « ruban » à partir de l'information agrégée sur les courbes d'appel de son portefeuille de clients sur l'année. Ce volume correspond à la fraction non ou peu modulée de sa courbe de charge correspondant aux usages agrégés de longue durée d'utilisation, et corrélée à la courbe de production du nucléaire. Enfin l'efficiences économique de long terme est assurée par le calcul du prix de l'énergie patrimoniale qui s'effectue en fonction du coût complet des nouveaux équipements. Cependant pour assurer un renouvellement du parc de production, il est nécessaire d'assurer la vente d'une telle énergie au coût complet des nouveaux investissements.

Le contraste avec le modèle québécois où l'énergie patrimoniale issue des ouvrages hydrauliques est vendue au coût historique de production, met en relief l'enjeu du renouvellement des équipements existants. Le choix du coût complet en lieu et place du coût historique se justifie dans la mesure où la durée de vie technique des équipements nucléaires est plus réduite que celles des ouvrages hydrauliques.

- **Efficiences redistributive.** Après allocation de blocs d'énergie patrimoniale aux fournisseurs, la rente est supposée être transférée aux consommateurs, par le biais de la concurrence en fournisseurs, dans les propositions de prix de détail. Ce mécanisme de redistribution peut néanmoins générer des subventions croisées entre les consommateurs liés à un même fournisseur. Celui-ci pourrait proposer des prix de l'énergie patrimoniale aux consommateurs en fonction de leur sensibilité aux prix des concurrents et de leur propension à changer de fournisseurs. Ils pourraient aussi omettre de mettre en œuvre des règles d'allocation de l'énergie patrimoniale en fonction des courbes d'appel de leurs clients (et de leur correspondance avec la production nucléaire).

- **Compatibilité avec le droit de la concurrence.** Du point de vue du droit de la concurrence, et de la compatibilité vis-à-vis des directives européennes, ce dispositif ne fausse pas la concurrence en amont car les différents opérateurs sont traités de façon équivalente dans leurs conditions d'approvisionnement.

- **Critère d'adaptabilité.** Le volume du bloc patrimonial, et des ventes y afférant, devra être adapté en fonction de l'évolution de la production des équipements nucléaires.

#### **5.4. La réallocation de la rente par le biais d'une CSPE négative**

L'idée est d'attribuer directement à chacun des consommateurs sa part de la rente de rareté du nucléaire au prorata de leurs kWh consommés de la même façon que chacun contribue aux dépenses associées aux obligations imposées à l'entreprise historique, notamment les surcoûts de la production décentralisée d'électricité par les énergies renouvelables et par la cogénération. La Contribution au Service Public de l'Électricité (C.S.P.E.) instituée par la loi du 3 janvier 2003, qui est payée par les consommateurs pour chaque kWh, vise entre autres à compenser l'entreprise historique des surcoûts résultant de la politique de soutien à ces techniques dont l'objectif est de préserver l'environnement global et la sécurité énergétique de long terme<sup>1</sup>. Le tarif contractuel de rachat est déterminé selon les coûts complets de chacune de ces techniques, qui sont supérieurs au prix de marché<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> La CSPE a également pour objet d'assurer le remboursement des coûts de la péréquation tarifaire et les dispositions sociales.

<sup>2</sup> Chaque année, sur proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), le gouvernement arrête le montant des charges à compenser pour l'année n+1 dont il déduit la contribution unitaire par kWh consommé en France. Les charges de l'année n+1 sont égales aux charges prévisionnelles de l'année n+1 augmentées de l'écart entre les charges constatées pour l'année n-1 et les contributions recouvrées pour cette même année. La contribution à cette compensation est due par tous les consommateurs finals d'électricité au prorata des kWh consommés (y compris les auto-producteurs).

Dans le cadre de la politique énergétique redéfinie par la loi de juillet 2005, le gouvernement français a confirmé son choix en faveur de l'énergie nucléaire comme autre contribution à la sécurité énergétique de long terme et à la limitation des émissions de CO<sub>2</sub>, en parallèle avec la promotion des énergies renouvelables. Ce choix peut être interprété comme faisant de l'option nucléaire et du renouvellement des équipements existants un élément du service public de l'électricité.

Sachant que les coûts complets des équipements nucléaires sont inférieurs, et le resteront très probablement, aux prix du marché sur la quasi-totalité de l'année, le coût futur lié à la contribution du « nucléaire » aux objectifs du service public de l'électricité apparaît en négatif. Dans cette perspective, le fonds de service public qui recueille les CSPE acquittées par les consommateurs pour payer les coûts des autres objectifs de service public devrait recevoir cette rente pour qu'il le redistribue directement ou indirectement à chaque consommateur français en fonction des kWh qu'il consomme. Sur la facture d'électricité, chaque consommateur verrait explicitement apparaître une contribution négative qui viendrait en déduction de la charge de service public positive. Le régulateur la calculerait chaque année en fonction du prix de marché et du prix des combustibles. L'option nucléaire peut s'interpréter fictivement comme une obligation d'achat d'électricité nucléaire imposée au fournisseur d'électricité, obligation qui aurait encadré dans le passé l'installation des équipements nucléaires et encadrerait leur renouvellement par les achats futurs assurés via cette obligation virtuelle.

• **Efficiency économique.** En terme d'efficacité allocative, ce mécanisme de redistribution est efficient car les clients sont amenés à payer un prix de l'énergie électrique qui s'articule au prix du marché de gros et qui peut suivre les évolutions horo-saisonnnières. La réallocation de la rente se traduit sur la facture des clients par une CSPE nette réduite. Néanmoins, en redistribuant la rente sur base du volume de consommation, on ne favorise pas les consommateurs ayant une très longue durée d'utilisation. Ainsi un consommateur marginal dont le profil de consommation requiert la mise en place de techniques de pointe est rétribué, pour un même volume de consommation, par un paiement identique à celui accordé à un consommateur dont le profil de charge correspond au profil de production horaire des techniques capitalistique à bas coût de combustible. Il en découle que la réallocation en fonction des durées des usages des consommateurs n'est pas assurée. Pour être efficient, le calcul de la CSPE négative ne devrait pas se baser uniquement sur l'énergie consommée (kWh), mais devrait se baser sur la durée des usages, et donc sur les profils de consommation de chaque client.

En termes d'efficacité économique de long terme, comme dans le cas du mécanisme d' « énergie patrimoniale », la rente de rareté est bien redistribuée, en laissant au producteur nucléaire le surplus nécessaire pour inciter au renouvellement des capacités existantes, car la rente à réallouer est calculée en référence au coût complet d'un nouvel équipement en assurant un taux de rentabilité raisonnable du capital investi. Cette réallocation amenuise sans doute les perspectives de profit de capacités nucléaires en place, mais il convient de rappeler que la rente de rareté à réallouer est calculée en ne se référant qu'aux capacités existantes au moment de la libéralisation et pendant la période de non-marginalité du nucléaire. Elle n'entrave pas les nouveaux investissements pour augmenter la capacité nucléaire si les anticipations des producteurs les y incitent.

- **Compatibilité avec le droit de la concurrence.** Le mécanisme est compatible avec le droit de la concurrence. La concurrence entre fournisseurs n'est pas faussée car le mécanisme réalloue la rente vers l'ensemble des consommateurs indépendamment des fournisseurs. Tout fournisseur, qu'il possède ou non des équipements de production, continue de faire face à des coûts marginaux d'approvisionnement correspondant au prix du marché de gros et valorisés à leur niveau<sup>1</sup>.

- **Critère d'adaptabilité.** L'adaptation de la rente de rareté à réallouer en fonction de sa volatilité est aisée, car elle s'effectue d'elle-même dans la procédure annuelle d'évaluation de la CSPE.

### 5.5. Les droits de production nucléaire

Dans ce mécanisme, la loi instaure des droits de co-propriété des citoyens-consommateurs sur les équipements nucléaires existants au moment de la libéralisation des marchés, qui sont considérés comme patrimoine collectif, ceci pour deux raisons. En premier lieu ils ont pu être réalisés grâce à un compromis social positif. En second lieu, au moment de la libéralisation du marché, le coût des équipements en place avaient déjà été remboursés par les factures antérieures des consommateurs. Le propriétaire d'équipements existants (en l'occurrence l'entreprise historique) est contraint d'acquiescer les droits auprès de leurs co-proprétaires pour produire chaque MWh de ces équipements, hors période de marginalité du nucléaire pendant laquelle il n'y a pas de rente de rareté. Les consommateurs sont considérés comme co-proprétaires du patrimoine de départ et à ce titre susceptibles d'en partager l'usufruit. Ils se voient attribuer des droits en relation avec leur consommation (en niveau, mais aussi en relation avec la correspondance de leurs courbes de charge avec la courbe annuelle de production nucléaire). Par le biais de l'Etat qui les représente ou par le biais de leurs fournisseurs, ils vendent leurs droits aux producteurs détenteurs des équipements existants, c'est-à-dire à EDF.

On observera que le prix du droit de production vendu par les consommateurs-copropriétaires au producteur correspond à un coût d'opportunité pour l'acheteur. Sous information parfaite, cela correspond au coût d'achat sur le marché d'un volume d'un MWh si un producteur doit renoncer à la production d'un MWh produit par des équipements nucléaires existants si le consommateur marginal refuse de lui vendre son droit. De ce fait le prix de l'électricité augmente du fait du recours à un équipement marginal à coût de combustible élevé. Le prix du droit nucléaire représente le différentiel entre le coût marginal des techniques nucléaires et le prix

---

<sup>1</sup> En considérant un scénario de nucléaire cher, on considèrerait de façon symétrique que le besoin de développement de nouveaux équipements nucléaires se heurte à des coûts d'installation et de fonctionnement plus élevés que les prix du marché de gros et qu'en conséquence le gouvernement pourrait décider d'englober ces nouveaux équipements dans le dispositif de l'obligation d'achat. Ceci augmenterait la CSPE ordinaire au titre de la politique énergétique et de la politique climatique. Mais il n'est pas sûr que la politique européenne reconnaisse explicitement les techniques nucléaires comme moyen de ces politiques au point d'accepter de les placer en dehors du marché électrique en instaurant une obligation d'achat à un tarif aligné sur le coût complet de nouveaux réacteurs nucléaires. Dans ce cas la part de CSPE dédiée au surcoût du nouveau nucléaire pourrait être considérée comme une aide d'état à une entreprise publique, et être en violation de l'article 87 et 88 du Traité de Rome.

de marché<sup>1</sup>. Chaque année, la rente sera donc calculée ex post en fonction de la marginalité de ces équipements et le différentiel des coûts marginaux de ceux-ci et des équipements nucléaires. La facture du client final est la résultante de ses achats d'énergie (prix de l'énergie et consommation) et de la vente de ses droits de production nucléaire au producteur détenteur d'équipements existants.

• **Efficiences économique.** Avec ce mécanisme de redistribution, les clients sont amenés à payer un prix de l'énergie électrique aligné sur les prix du marché de gros. Ils ont donc le signal de prix horaire qui reflète les coûts marginaux de production de court terme et de long terme. Les revenus de la vente de leurs droits se situent dans une logique d'efficiences de long terme, car le volume de droits qui leur est attribué est calculé en relation avec la corrélation de leur courbe d'appel et la courbe de charge des équipements nucléaires existants. Dans la logique d'efficiences de long terme, le dispositif ne contraint pas le producteur nucléaire à acquérir de tels droits pour la totalité de la production des équipements existants, mais seulement pour la partie de la production effectuée pendant la période d'infra-marginalité du nucléaire. Les nouveaux équipements qui seraient ajoutés au parc des différents producteurs bénéficieraient de toute la rente de rareté qu'ils dégageraient pendant les années nécessaires au cheminement vers l'optimalité du parc d'ensemble des producteurs français, à capacité d'interconnexion donnée qui détermine la demande étrangère maximale dressée aux producteurs français.

• **Compatibilité avec le droit de la concurrence.** Du point de vue de la politique de la concurrence, ce mécanisme ne constitue pas une entrave au niveau national. Si le parc français d'équipements existants était dispersé, tous les producteurs nucléaires qui bénéficieraient de la rente de rareté sur ces équipements seraient soumis à un tel mécanisme. De plus les entrants qui seraient attirés précisément par cette rente de rareté, la conserveraient intégralement en investissant dans des équipements nucléaires. Par contre à l'échelle européenne, il y aura inégalité de traitement en défaveur du producteur nucléaire français. En effet, si ce type de mécanisme se limitait au périmètre du marché français, les autres producteurs nucléaires du marché continental situés en Allemagne, en Belgique ou en Suisse, et qui bénéficient aussi de la rente de rareté pour leurs équipements nucléaires existants, n'auraient pas, pour des raisons de blocage politique, d'incitation à investir dans de nouveaux équipements de ce type.

• **Critère d'adaptabilité.** L'augmentation des capacités de production nucléaire entraînera une augmentation de la marginalité de ces équipements. La rente de rareté diminuera, ce qui aura pour conséquence de diminuer le montant des droits à acquérir par le propriétaire d'équipements existants.

• **Critère de complexité.** La relative complexité de ce mécanisme peut constituer une entrave à son adoption. Le client final aura du mal à comprendre le mécanisme : mode d'attribution des droits en relation avec sa courbe d'appel, définition du montant du droit, relation entre le montant de ses droits monnayables et la durée de

---

<sup>1</sup> On pourrait imaginer que la vente de droits de production s'effectue par des transactions directes entre producteurs à base d'équipements existants et détenteurs de droits ou bien par des transactions sur un marché. Les transactions pourraient aussi s'effectuer par enchères annuelles. Les consommateurs durant l'année n, décideraient de vendre tout ou partie de leurs droits pour l'année n+1 par le biais d'un mécanisme d'enchères au producteur nucléaire. Mais un système totalement administré paraît plus efficace. Avec un seul producteur et une masse considérable de détenteurs de droit, les dysfonctionnements informationnels et structurels sur un marché de droits seraient multiples.

marginalité de la production nucléaire, conséquences de son choix s'il décide de ne pas vendre ses droits de production au propriétaire des équipements existants, etc... Il pourrait donc être préférable que des intermédiaires, les fournisseurs d'électricité, assurent les transactions automatiquement autour de ces droits.

### **5.6. Comparaison des différents mécanismes**

Le tableau ci-après permet d'effectuer une comparaison de chacun de ces mécanismes selon les critères définis plus haut. Elle ne prend en compte que les distorsions d'efficacité économique que le mécanisme induit et les tensions éventuelles avec les principes de politique de la concurrence en Europe. Si l'effet est négatif, nous dénotons l'impact de ce mécanisme sur l'efficacité par un signe (-) autrement par un signe positif (+). De ce tableau (voir page suivante) il ressort que deux mécanismes ont des impacts mineurs sur l'efficacité économique : les droits de production nucléaire et le bloc patrimonial. Cependant, le premier peut s'avérer d'une application complexe, tandis que le second présente lui un défaut en termes d'efficacité redistributive.

Tab. 1. Comparaison des différents mécanismes

<b>Mécanismes</b>	<b>Critères</b>	<b>Efficiences allocative (consommation)</b>	<b>Efficiences allocative (durée utilisation)</b>	<b>Efficiences de long terme</b>	<b>Compatibilités avec le droit de la concurrence</b>
Tarifs réglementés ajustés		Coût de production ne représente pas le coût marginal pour la collectivité au niveau européen.	Menus tarifaires permettent de redistribuer la rente en fonction de la courbe d'appel et la durée de charge des équipements.	Le niveau actuel du tarif doit se caller sur le coût complet de remplacement du nucléaire.	Un mécanisme tarifaire peut constituer une entrave à l'ouverture des marchés.
		(-)	(+)	(-)	(-)
Bloc Patrimonial		Prix administré pour une quantité limitée (pas de distorsion efficace allocative). Pour toute conso. sup., le prix est le prix de marché.	Rente allouée aux conso. finals si concurrence aval effective. Redistribution de la rente ne se fait pas sur base des durées d'utilisation.	Le prix administré = coûts complets nucléaires. Le renouvellement des équipements est assuré.	Tous les fournisseurs bénéficient des mêmes conditions de fourniture.
		(+)	(-)	(+)	(+)
CSPE négative		Les prix sur le marché de gros sont reflétés sur le marché de détail.	CSPE redistribue la rente selon l'énergie conso., sans tenir compte durées utilisation.	Coûts complets nucléaires sont recouverts. Renouvellement des équipements est assuré.	Correspondance avec objectifs de service public. Transmission de façon équitable sur tous les MWh consommés par les ménages.
		(+)	(-)	(+)	(+)
Droits de production nucléaire		Les prix sur le marché de gros reflétés sur les prix de détail. La rente est redistribuée par les revenus de la vente des droits de prod. nucléaire appartenant aux consommateurs.	Allocation des droits de production peut être fonction de la courbe d'appel des consommateurs.	Coûts complets nucléaires sont recouverts. Renouvellement des équipements est assuré.	Inégalité de traitement entre le producteur nucléaire actif en France et les prod. nucléaires étrangers, si ce dispositif est limitée à la France.
		(+)	(+)	(+)	(-)

## 6. Conclusion

Dans ce papier nous avons montré qu'une rente de rareté est dégagée de la vente des productions des équipements nucléaires existants lorsque la valorisation de l'ensemble de la production électrique s'effectue au prix de marché sur l'espace du marché continental intégré. Cette rente de rareté résulte de l'insuffisance des capacités de production nucléaire à l'échelle européenne dans une perspective de prix futurs des combustibles élevés et après introduction d'un prix des droits d'émissions CO<sub>2</sub>. Et elle est entretenue par l'inertie de la structure du parc de production du fait des longs délais d'installation et surtout par les contraintes politiques entravant le développement de nouvelles installations. Si l'État, détenteur des moyens de production nucléaire, décide de redistribuer cette rente, une telle action peut être entreprise par différents mécanismes. Quatre mécanismes ont été ici analysés : le maintien des tarifs réglementés réajustés, le bloc patrimonial, la CSPE négative et les droits de production nucléaire. Ces mécanismes ont été examinés au travers d'une grille de cinq critères : efficacité économique (allocative, efficacité de long terme), efficacité redistributive, compatibilité avec le droit de la concurrence, adaptabilité et complexité.

Le mécanisme des «tarifs réglementés» s'avère être celui qui s'écarte le plus de l'efficacité économique. De plus il se présente négativement en termes de compatibilité avec le droit de la concurrence. Les trois autres mécanismes se présentent plus favorablement vis-à-vis de l'efficacité économique et ils n'enfreignent pas les règles concurrentielles. La CSPE négative et le « bloc d'énergie patrimoniale » peuvent être définis de manière à permettre une réallocation de la rente en fonction de la courbe d'appel des types de consommateurs. Quant au mécanisme fondé sur les droits de production nucléaire, il s'avère d'une certaine complexité dans sa mise en place.

## Bibliographie

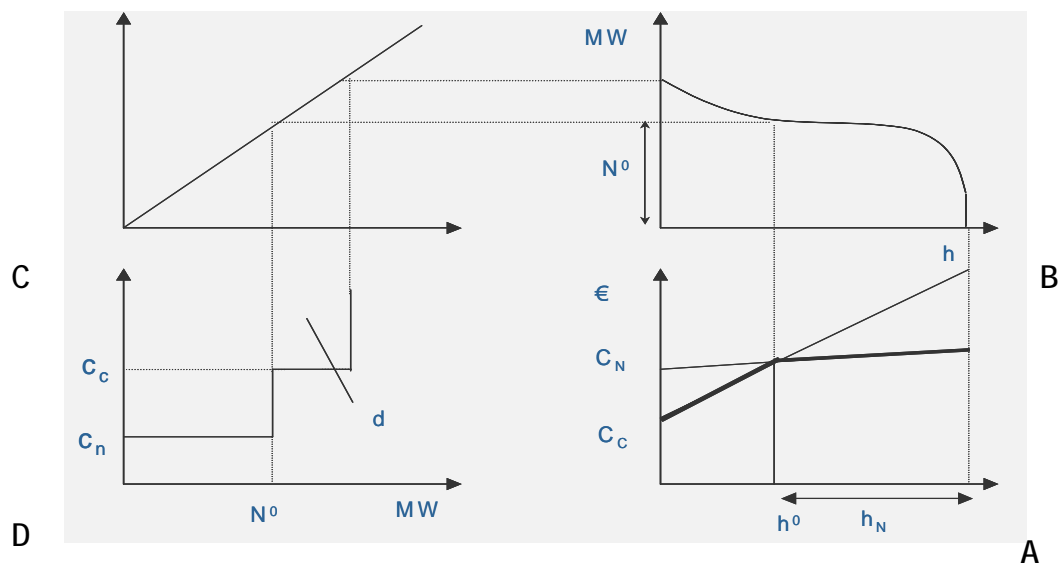
- Bernard J-T. (2005) « *La contribution des nouveaux grands consommateurs industriels d'électricité à la richesse collective québécoise* », Document R-3563-2005 présenté à la Régie de l'Énergie, Québec, Canada
- Boiteux M. (1949) « La tarification des demandes en pointe: Application de la théorie de la vente au coût marginal », *Revue générale de l'électricité*
- Boiteux M. (1956) « Sur la gestion des Monopoles Publics astreints à l'équilibre budgétaire » *Econometrica*, Vol. 24, No. 1
- Green R. (2006) "Investment and generation capacity", in F. Lévêque (dir.), *Competitive Electricity Markets and Sustainability*, London, Edward Elgar Publishers
- Joskow P. and Tirole J. (2006), « Reliability and Competitive Electricity Markets », *Rand Journal of Economics*, à paraître
- Musgrave R.A. (1959), *The Theory of Public Finance*, McGraw Hill
- Spector D. (2006), *Électricité : faut-il désespérer du marché ?*, Rue d'Ulm Édition, Collection : CEPREMAP



## Annexe 1.

### Surplus des différents équipements dans une structure optimale de parc électrique sur un marché concurrentiel

Le graphique suivant illustre, dans le cadre de l'hypothèse de concurrence parfaite, la détermination de la capacité à installer de chaque technique au sein d'un parc optimal à deux techniques (charbon et nucléaire) ainsi que les revenus qui en résultent.



Le quadrant A du graphique illustre les coûts annualisés de production de deux techniques (respectivement charbon (C) et nucléaire (N)) en fonction de la durée d'utilisation. Ces coûts se décomposent en coût d'investissement d'une part (respectivement  $C_C$  et  $C_N$ ) et coûts variables de production d'autre part ( $c_C$  et  $c_N$ ). Les coûts d'investissements du nucléaire sont plus élevés que ceux du charbon. Le montant annualisé des coûts de production de long terme dépend de la durée d'utilisation des techniques, et des coûts marginaux de court terme (coûts variables).

Dans un parc optimal, la durée optimale d'utilisation des techniques est déterminée par  $h^0$ , dans le quadrant A du graphique. En effet pour une telle durée d'utilisation il est strictement indifférent de produire  $h^0$  MWh avec une capacité d'un MW, par le biais de la technique charbon, soit par le biais de la technique nucléaire.

Dans le quadrant B, on représente une monotone des puissances consommées classées par durée d'utilisation décroissante. Pour satisfaire une demande d'énergie horaire correspondant à une puissance électrique maximum de  $N^0$  MW sur une durée d'utilisation supérieure à  $h^0$ , il est préférable de ne recourir qu'à la production nucléaire.

Le quadrant C permet de transposer la puissance appelée qui est déterminée sur l'ordonnée du graphique B sur l'abscisse du graphique D. L'ordonnée du graphique D, la même que celle du quadrant A, représente les coûts marginaux de production des deux techniques.

La courbe du quadrant D déduit des courbes de A et B est la courbe de coût marginale. Dans ce quadrant D on figure la fixation du prix du marché en fonction du niveau de la demande horaire et de la courbe de coût marginal de court terme. Pour une demande de puissance horaire ( $d$ ), la technique charbon est marginale, car cette technique satisfait la part de la demande qui ne peut être couverte par toute la capacité nucléaire  $N^0$  appelée en premier. Au-delà d'une demande de puissance  $N^0$ , les prix horaires s'établissent au niveau du coût marginal charbon au-delà de la période où seules les capacités nucléaires seraient appelées. Le revenu net horaire perçu par le nucléaire pour chaque MWh correspond à la différence des coûts marginaux entre les deux techniques ( $c_c - c_n$ ), le prix horaire s'établissant au niveau de  $c_c$ . Le revenu global perçu par le nucléaire correspond à  $h^0 \cdot (c_c - c_n)$  pendant la période où la technique charbon est marginale.

Ce revenu correspond exactement à la distance entre  $C_C$  et  $C_N$  sur le quadrant A, et couvre exactement le différentiel de coût d'investissement entre la technique nucléaire et la technique fossile :

$$h^0 \cdot (c_c - c_n) = C_C - C_N$$

Ceci résulte du fait qu'au point  $h^0$ , on a égalité entre les coûts complets des deux techniques soit :

$$C_C + h^0 c_c = C_N + h^0 c_n$$

On démontre ainsi que le différentiel de coûts d'investissement dans la technique la plus capitalistique par rapport à l'autre est recouvert les différences de coût marginal pendant la période de marginalité de la technique la moins capitalistique dans un contexte de parc de production optimal.