

Working Paper n°8

Janvier 2008

GIS  
**arsen**

Laboratoire  
d'Analyse  
économique des  
Réseaux et des  
Systèmes  
Énergétiques

**La hausse inéluctable  
des prix de  
l'électricité en  
France.**

**Faut-il corriger les effets de  
l'intégration du marché  
européen ?**

**Dominique Finon**

**Jean-michel Glachant**

Janvier 2008

## La hausse inéluctable des prix de l'électricité en France. Faut-il corriger les effets de l'intégration du marché européen ?

Dominique Finon & Jean-Michel Glachant<sup>1</sup>

**Résumé** : La réforme concurrentielle va inéluctablement engendrer une hausse de prix pour les consommateurs français lorsque le tarif réglementé sera supprimé. Cette hausse tient au mécanisme de formation des prix horaires sur le marché continental. Il permet aux équipements nucléaires existants de tous les producteurs européens de dégager une rente de rareté, mais sans pour autant que cela déclenche des décisions d'investissement nucléaire du fait de l'existence de barrières politiques. Le sacrifice des consommateurs français ne s'accompagnera donc pas de baisses ultérieures de prix, faute d'investissements. L'avantage recherché par l'intégration des marchés au bénéfice des consommateurs européens ne peut donc pas se réaliser. Les rentes de rareté dégagées par les équipements à bas coût de combustible existants ne reviennent qu'aux actionnaires des entreprises qui les détiennent, dont l'opérateur historique français. Le papier détaille cette analyse de la rente de rareté du nucléaire pour examiner ensuite différentes voies de compensation qui concilieraient les consommateurs français avec la dynamique de construction d'un marché européen concurrentiel. Ces systèmes de réallocation doivent être à la fois simples, réellement perçus comme une compensation des hausses potentielles de prix, et ne pas fausser radicalement le fonctionnement des nouveaux marchés.

---

<sup>1</sup> GIS LARSEN (Laboratoire d'Analyse économique des Réseaux et des Systèmes ENergétiques) est un groupement d'intérêt scientifique regroupant le CIRED -CNRS, EDF R&D et l'Université Paris-sud et son Groupe Réseau Jean Monnet (GRJM). Les réflexions de ce *Policy Paper* doivent beaucoup aux échanges avec Elliot Romano, membre du GIS LARSEN en 2006 et 2007, dont la recherche portait sur les possibilités de réallocation d'une rente de rareté des moyens de production nucléaire. Voir E. Romano, *La formation des prix sur un marché électrique à dominante nucléaire : entre efficacité et équité*, Working Paper LARSEN, 2007. Ces réflexions ont également bénéficié de nombreuses discussions avec les partenaires du GIS LARSEN et des remarques personnelles de François Carême, Fabienne Salaun, Jean-Michel Trochet, Marc Trotignon d'EDF, Christophe Defeuilley, Vincent Rious et Yannick Perez du GIS LARSEN, sans que leurs opinions soient engagées en quoi que ce soit par ce texte.

## 1. Introduction

Les Français s'inquiètent de l'ouverture complète du marché de l'électricité à la concurrence engagée en juillet 2007. Ils connaissent bien les effets de la fin d'un monopole depuis la libéralisation des télécoms, il y a plusieurs années. Cette libéralisation s'est accompagnée de l'introduction de nouveaux services et d'une diminution continue des prix des communications. Les avantages l'ont donc emporté sur les inconvénients, en particulier la difficulté d'apprentissage de nouvelles pratiques de consommation et les risques d'une dépendance vis à vis d'un oligopole très concentré. Cependant, avec l'électricité, les avantages de l'ouverture complète sont moins clairs et les inconvénients sans doute plus nombreux. Les consommateurs ne peuvent attendre autant d'innovations, sauf un certain développement des offres de service bi-énergie (gaz et électricité). Mais surtout, ils doivent s'attendre en France à une hausse significative des prix quand seront supprimés les tarifs réglementés, sans que l'on puisse incriminer un mauvais fonctionnement du marché.

Des hausses similaires sur les marchés des industriels et des PME, ouverts à la concurrence depuis quelques années (1999 ou 2004), ont déjà attiré l'attention sur les effets de l'introduction d'un marché continental comme mécanisme de détermination des prix <sup>1</sup>.

Devant les inquiétudes de l'opinion publique, les gouvernements successifs ont souhaité protéger différents groupes de consommateurs au fur et à mesure de l'ouverture successive à la concurrence, en maintenant jusqu'en 2010 des tarifs réglementés, séparés des prix de marché et rattachés aux coûts historiques de l'entreprise historique<sup>2</sup>. Cependant des dispositions permanentes de cette nature seraient contraires aux Directives européennes de libéralisation des marchés électriques, comme le Conseil Constitutionnel ou le Conseil d'Etat l'ont confirmé en 2006 et 2007. Après la disparition annoncée de ces tarifs réglementés en 2010, les ménages, les PME et les industriels s'acquitteraient donc des prix de marché, vraisemblablement plus élevés.

Ces hausses annoncées ne correspondent pas aux bienfaits attendus de l'ouverture à la concurrence pour les consommateurs en France, alors que notre pays bénéficie depuis trois décennies d'une infrastructure industrielle d'équipements performants et désormais en grande partie amortis.

C'est que le marché français est maintenant associé à un marché plus vaste dont les fondamentaux industriels et économiques sont sensiblement différents. Dans ce nouveau cadre, la fixation des prix en France dépend directement du fonctionnement du marché électrique à l'échelle continentale.

---

<sup>1</sup> Ces prix de vente sont ainsi passés entre 2004 et 2006 de 29 à 50 €/MWh en moyenne annuelle en base. Les industriels qui avaient fait jouer leur éligibilité se sont alors plaints d'un écart croissant avec les tarifs réglementés, qui eux prolongeaient la trajectoire des anciens tarifs de l'ex-monopole public. Ces tarifs se situent actuellement autour de 40% en dessous du prix de marché pour les consommateurs qui n'ont pas fait jouer leur éligibilité.

<sup>2</sup> Le gouvernement a aussi créé en 2007 le TARTAM, un « *tarif de retour* » pour les industriels et les professionnels ayant fait jouer leur éligibilité.

Dans une première étape, nous montrerons que le niveau élevé des prix de l'électricité sur le marché français provient d'un « choc » de libéralisation qui fait apparaître une rente de rareté pour les équipements à bas coût de combustible déjà construits. Nous examinerons la perte de surplus du consommateur français qui en découle, et qui s'opère au bénéfice du producteur historique.

Dans une seconde étape nous chercherons à déterminer si cet effet devrait être compensé par une réallocation de la rente de rareté. Cette rente de rareté est, selon la théorie, une incitation à investir en équipements efficaces. Nous regarderons tout d'abord si l'ensemble du parc européen est susceptible de développer fortement les équipements nucléaires pour répondre aux signaux des prix de marché. Cette évolution semble peu probable, en raison des contraintes multiples très fortes qui s'opposent à l'installation de nouvelles centrales nucléaires dans nombre de pays européens. La rente de rareté du nucléaire devrait donc durer sans disparaître. En conséquence, dans une dernière étape, nous nous demanderons s'il existe des méthodes acceptables de réallocation de cette rente aux consommateurs français, soit par les prix, soit par les revenus.

## **2. La « rente de rareté » formée par l'écart entre prix de marché et coût de l'opérateur historique**

Précisons comment l'écart entre les prix du marché de gros et les prix de revient de court terme des équipements à bas coût d'opération couvre en partie une rente de rareté des équipements à bas coût de combustibles<sup>1</sup>, et donc en premier lieu des équipements nucléaires.

### **Le prix de marché horaire reflète le coût du producteur marginal et signale la rareté des équipements**

Comment se forment les prix de l'énergie dans un marché libéralisé ? Ils se forment sur un marché « *spot* » horaire par confrontation de l'offre et de la demande en vue d'une fourniture pour le lendemain. Dans ces confrontations, un prix d'équilibre de marché s'établit. Pour que l'offre et la demande se correspondent, il faut bien que le prix de marché satisfasse la proposition du producteur qui possède la dernière unité demandée sur un « *ordre de mérite* » des offres. Ces prix sont horaires (ou semi-horaires), et se renouvellent donc presque continuellement lors des 8 760 Heures de chaque année. Cependant ces prix sont aussi capables d'envoyer des signaux de rareté sur le long terme. C'est particulièrement le cas quand l'ensemble du parc des producteurs est structurellement inadapté dans sa répartition entre les différentes techniques de production, et que ce parc est donc « *sous-optimal* ».

---

<sup>1</sup> David Spector (CEPREMAP) a attiré l'attention sur le mécanisme de formation des prix des marchés électriques horaires en dissociant l'effet de formation d'une rente de l'interaction stratégique entre entreprises dominantes. Il met en évidence la différence entre la rente de rareté des équipements à bas coût de combustible et la rente de monopole. D. Spector met l'accent dans son analyse sur une situation hypothétique future de réajustement du parc français par ré-investissement radical du parc nucléaire français pour les besoins français et étrangers. Dans cette situation le problème à analyser ne serait pas celui de la rente de rareté dont on débat dans ce papier, mais celui de l'exercice de pouvoir de marché du producteur nucléaire (ou des producteurs nucléaires qui résulteraient d'un démantèlement de l'opérateur historique). Le réinvestissement massif qui conduirait à une telle situation concurrentielle est totalement hypothétique, faisant de cette analyse un simple exercice de style (Spector D., 2006).

Dans ce cas, les prix horaires s'établissent souvent à un niveau horaire élevé et poussent ainsi vers un niveau moyen annuel de plus en plus élevé, en incitant ainsi à investir dans les technologies ayant les structures de coût les plus favorables par rapport à ces niveaux de prix de marché.

Le mécanisme de formation des prix sur les marchés de gros concurrentiels est donc différent de l'ancien système de tarification du monopole public. Celui-ci rattachait les prix aux caractéristiques de capacités qui étaient d'emblée supposées optimales à long terme, en tenant compte de la croissance anticipée des demandes horaires. Cet ancien système intégrait donc à l'avance dans le signal tarifaire la rareté future des différentes technologies. Il fixait le tarif horo-saisonnier au niveau du « *coût marginal de long terme* », rattachant ainsi le niveau du tarif au prix de revient anticipé des nouveaux équipements qu'il faudrait ajouter pour faire face à la croissance de la demande.

Sur ce premier point, le nouveau mécanisme de formation des prix sur les marchés de gros concurrentiels est donc différent de l'ancien système. Il s'y ajoute encore une autre différence décisive. Aujourd'hui le marché de gros français communique directement, sur chacune de ses heures quotidiennes, avec les marchés voisins d'Europe Continentale. Si nous oublions l'existence de certaines congestions sur les interconnexions à nos frontières, la fixation de nos prix de gros horaires s'effectue donc, le plus souvent, par rapport au coût de l'unité marginale appelée en Allemagne ou sur l'ensemble du marché continental, après échanges avec la France.

Quand une contrainte de congestion s'exerce effectivement à la sortie de la France vers l'Allemagne<sup>1</sup>, on trouve au plus un différentiel de prix de 3 €/MWh entre ces deux pays. Sauf pendant les quelques dizaines d'heures les plus tendues, en hiver, où, du fait de l'importance du chauffage électrique, les besoins de puissance horaire en France conduisent à une réorientation des flux électriques vers l'entrée en France. Dans ce nouveau marché électrique de taille continentale, la centrale marginale « typique » qui influence directement la fixation des prix sur l'ensemble du marché est une centrale à gaz, ou une centrale au charbon. Selon les prix relatifs entre ces deux combustibles et celui du permis de CO2 qui s'y rattache.

C'est donc, en pratique, le mécanisme concurrentiel normal des marchés européens continentaux qui engendre le « paradoxe prix-coûts » qui choque l'opinion publique française. Nous avons en France une production très majoritairement nucléaire, et donc à bas coût variable. Mais le mécanisme concurrentiel fixe nos prix horaires à un niveau plus élevé, presque identique aux prix allemands. On peut calculer que les centrales nucléaires françaises existantes seraient, sur un marché français isolé, les centrales marginales pendant environ 5000 heures par an (soit 60 % d'une année).

---

<sup>1</sup> Bien sûr l'intégration des marchés physiques en Europe continentale n'est pas parfaite puisque les capacités de transport aux frontières (13 GW au total) ne sont pas illimitées et peuvent donc restreindre les échanges. Cependant les influences entre marchés subsistent. Même en cas de congestion, il se crée une différence de prix entre les pays qui se reflète dans la rente de congestion. En pratique, les congestions entre la France et l'Allemagne n'ont pas de caractère structurel. Et les prix entre la France et l'Allemagne restent corrélés pendant plus de 95% de l'année. Voir les rapports de l'Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz de la CRE : [www.cre.fr](http://www.cre.fr). et divers études économétriques fouillées telles que : A. Galli & M. Armstrong (2005).

Mais ceci supposerait d'établir des frontières hermétiques entre le marché français et les marchés voisins, et de faire fonctionner le parc nucléaire français en circuit fermé pour la seule demande française<sup>1</sup>. En fait, aujourd'hui, dans le parc électrique français en interdépendance avec tous les marchés électriques des pays adjacents, les centrales nucléaires françaises ne sont plus marginales en France qu'environ 1000 heures par an (soit 12% d'une année).

**Tab 1. Prix moyen de l'électricité sur le marché de gros français (Euros / MWh)**

	2004	2005	2006
Creux (5 640 h)	28,1	46,5	49,3
Pointe (3 120h)	37,5	64,4	69,3
Moyenne pondérée	43,5	54,5	57

Source : Commission de Régulation de l'Energie, *Rapports annuels, 2005, 2006 et 2007*

Le prix du marché continental s'est établi en moyenne à 50-55 €/MWh en base en 2005-2006. Il se plaçait donc très nettement au-dessus du coût complet du kWh d'une centrale nucléaire française construite dans les conditions antérieures (35 €/MWh environ). Et bien plus encore éloigné du seul coût de court terme du nucléaire (10 à 15 €/MWh). Puisque les coûts du nucléaire sont surtout des coûts fixes : des coûts d'investissement initial ou de gros entretien. Nous avons vu que la durée annuelle pendant laquelle le nucléaire français n'est pas marginal sur le marché continental (i.e. ne fixe pas directement les prix de marché) est beaucoup plus longue que sur un marché français isolé. Pendant cette longue période annuelle de 7760 heures, le consommateur français ne peut donc pas bénéficier directement du bas coût des équipements nucléaires existants. Cet avantage économique de l'offre nucléaire n'a pas pour autant disparu. Il s'est transformé en supplément de revenu pour le producteur électronucléaire français pour ses ventes au prix du marché en France et à l'étranger.

### **Le rôle des mouvements de prix pour inciter à l'investissement dans un marché concurrentiel**

Les prix horaires du marché de gros jouent un rôle économique de guidage du système à long terme en signalant les raretés et en incitant les producteurs à investir dans les technologies les plus appropriées pour maximiser leurs revenus à long terme. Ces prix horaires de gros sont des prix uniques de marché qui rémunèrent pendant chacune des tranches horaires toutes les technologies de production en service chez les producteurs. Les prix horaires sont rigoureusement les mêmes pour les différentes technologies en fonctionnement. Ils apportent donc des gains nets très différents aux producteurs en concurrence, selon les coûts des technologies qu'ils utilisent.

<sup>1</sup> Cette optimalité (qui est bien sûr fictive car définie par rapport à un marché fermé) est le simple aboutissement d'une longue période de surdimensionnement du parc nucléaire français vis-à-vis du seul marché français, du fait de la croissance de la demande depuis les années quatre-vingt et aussi des hausses tendancielles du prix des combustibles.

Dans l'ancien système de tarification du monopole public, les tarifs de long terme étaient calculés en relation avec un parc futur d'équipements optimisé pour les prévisions du marché français. La répartition physique de ce parc futur entre les différentes technologies était donc tirée directement des prévisions que le producteur faisait du niveau et de la structure futurs de la demande horo-saisonnière à moyen terme. En retour, les tarifs calculés par ce procédé permettaient au producteur en monopole de bénéficier, de façon prévisible, d'un surplus pour assurer le recouvrement des coûts de son parc en développement. Il pouvait ainsi minimiser son coût de long terme sur un programme intertemporel d'investissements et une combinaison de technologies calés l'un et l'autre sur ses propres prévisions<sup>1</sup>.

Aujourd'hui, le mécanisme de formation du prix sur les marchés de gros diffère fondamentalement de l'ancien système pour le recouvrement des coûts fixes des nouveaux équipements. Et ce pour deux raisons.

En premier lieu, le prix du marché de gros horaire n'est pas fixé en niveau et en structure horaire et saisonnière. Il est déterminé sur chacune des 8760 tranches horaires par une offre marginale représentative du coût de fonctionnement le plus élevé parmi les différents équipements en fonctionnement sur chacune des tranches horaires. Le « *surplus horaire* » peut être défini comme l'écart entre le prix du marché et le coût de l'unité marginale sur cette tranche horaire. Chacun des prix de marché permet aussi de dégager un surplus pour tous les équipements en fonctionnement qui utilisent d'autres technologies que celle de l'équipement marginal. Ce surplus peut inclure une part de rente de rareté lorsque l'ensemble des moyens de production est sous-optimal. C'est le cas quand les technologies existantes dans ce parc ne sont pas dans une bonne proportion entre elles. En particulier lorsqu'il ne contient pas assez de technologies « bon marché » pour le niveau et la structure de demande auquel il faut répondre dans une perspective de long terme.

Ces surplus horaires sur les marchés ne sont pas choquants, ni en théorie ni en pratique, quand ils sont produits par des marchés concurrentiels. Ils découlent du fait que les producteurs d'électricité doivent combiner plusieurs techniques différentes de production, et utiliser ces techniques différentes pour satisfaire des portions différentes de la demande horo-saisonnière. Ces surplus horaires ont au contraire une grande importance pour la viabilité économique des projets de nouveaux équipements. Car ce sont eux qui permettent de couvrir leurs coûts fixes ; c'est à dire le coût d'investissement de ces nouveaux équipements. Ces surplus horaires sont beaucoup plus élevés au moment des pointes de demande. Car les prix horaires y atteignent déjà 100-150 €/MWh, niveau du coût de recours aux moyens exceptionnels de pointe. Ils grimpent encore plus quand il y a rareté sur l'ensemble du parc pour couvrir les besoins en extrême pointe (jusqu'à 500€ ou 1000 € le MWh pour quelques demi-heures par an). Ces rentes horaires, en pointe, mais aussi celles en semi-base, contribuent ainsi au recouvrement des coûts fixes des équipements de base, notamment des équipements nucléaires non amortis.

---

<sup>1</sup> Dans les faits, on s'éloigne de ce principe quand on s'écarte de la trajectoire de développement optimal du parc, comme après l'apparition de surcapacité. On s'en éloigne aussi si les coûts marginaux de long terme s'éloignent trop des coûts moyens. Dans ce cas, il devient nécessaire pour permettre l'équilibre budgétaire d'appliquer aux coûts marginaux des péages positifs ou négatifs qui déterminent des tarifs horo-saisonniers de « second rang ». Quoi qu'il en soit, il y a cohérence entre ce type de tarification et la recherche d'une combinaison optimale des techniques dans le parc d'équipements.

En second lieu, le marché de référence n'est plus un marché français approvisionné par les équipements d'un unique opérateur national. Il s'agit désormais du marché continental. En conséquence, comme on l'a vu, pendant une grande partie de l'année, le prix du marché de gros est plus élevé que ce qu'il serait en France si le système français était isolé. L'intégration des marchés conduit donc « naturellement » à allouer des surplus supérieurs aux équipements à bas coût de combustible, en particulier aux équipements électronucléaires. Car les équipements marginaux des pays voisins recourent à des technologies différentes. Ce qui pousse les prix de marché à la hausse, par rapport à un marché français fermé. On peut alors dire que le surcroît de prix horaire par rapport à une situation de marché français isolé indique que les équipements nucléaires sont devenus trop « rares » sur le marché continental. Et qu'une partie du surplus horaire reflète cette rareté.

### **Ces prix élevés ne sont pas un effet de l'imperfection de la concurrence**

Le surplus de revenus de la production nucléaire française, consécutif à l'intégration des marchés, reflète donc l'existence d'une rente de rareté au niveau continental pour les différents marchés nationaux intégrés. Ce n'est donc pas l'existence d'un oligopole qui est la cause principale de la hausse des prix en France sous l'effet de la libéralisation des marchés.

Certains acteurs, notamment des gros consommateurs et la Commission européenne, soupçonnent un exercice de pouvoir de marché par des comportements parallèles ou par des ententes entre grands producteurs européens. Des enquêtes ont été réalisées ou sont en cours<sup>1</sup>. Mais quels que soient ces soupçons, D. Newbery, expert universitaire particulièrement reconnu sur les marchés électriques concurrentiels, confirme qu'on ne peut pas repérer facilement et directement un abus de pouvoir de marché dans le mouvement fondamental des prix des marchés électriques européens (Conférence EPRG-MIT de Londres des 27-28 Septembre 2007).

La montée des prix en 2005-2006 sous l'effet des hausses de prix du gaz et l'instauration du système de permis CO2 reflète simplement les effets du mécanisme concurrentiel de formation des prix<sup>2</sup>. Le signal de rareté des prix élevés peut-il alors faire baisser les prix à long terme en déclenchant des investissements dans la technologie la moins chère ?

---

<sup>1</sup> Certaines compagnies n'offrent peut-être pas sur leur marché principal toutes les quantités qu'elles pourraient produire à un coût marginal inférieur au prix du marché à certaines périodes. Mais, repéré uniquement en Allemagne par la récente enquête de la Commission, ce phénomène ne porte que sur des quantités marginales. Voir CEC, 2007.

<sup>2</sup> Le renversement de tendance au milieu de l'hiver 2006-2007, qui s'est prolongé sur trois trimestres jusqu'à la fin de l'été 2007 est précisément un effet direct de ce mécanisme de formation des prix. Les prix en base sont repassés fréquemment en dessous des 35 €/MWh, et les prix en pointe en dessous des 50 €, en raison d'une demande horaire moindre du fait des bonnes conditions climatiques et d'une inflexion à la baisse du prix des combustibles et du CO2. A plus long terme sachant que le prix du gaz vont rester élevés en raison de leur indexation sur les prix des produits pétroliers et que le système européen des permis va sans doute générer des prix de CO2 plus stables et assez élevés, le prix marginal sur le marché européen doit rester relativement élevé.

Lorsque des prix durablement élevés signalent une rareté, les entreprises sont économiquement incitées à investir. Ces prix élevés marquent une sous-optimisation du parc de l'ensemble des producteurs de la plaque continentale, et notamment un « manque » d'équipements efficaces à bas coût de combustible. Les producteurs pourraient-ils investir à l'avenir sur les marchés voisins dans ces technologies, notamment dans un contexte de prix de combustible élevés et avec des permis de CO<sub>2</sub> à rémunérer ? En étant patients, les consommateurs français et les consommateurs continentaux pourraient-ils bénéficier, sur le long terme, de prix plus bas avec l'entrée en service futur de ces nouveaux équipements ?

Pour atteindre le parc théoriquement optimal au niveau européen continental (au niveau de prix de 2005-2006), il faudrait approximativement un doublement de la part du nucléaire sur le marché continental afin de produire environ 60 % d'électricité nucléaire au lieu de 30% actuellement. Mais on ne peut pas raisonner ici avec une hypothèse de développement libre des capacités nucléaires.

Actuellement, l'acceptabilité sociale et politique du nucléaire est toujours très basse dans plusieurs pays européens. Ceci se manifeste par la lenteur de décisions de relance du nucléaire en Grande Bretagne, par des lois de « sortie du nucléaire » en Allemagne et en Belgique, un quasi-moratoire d'investissement aux Pays-Bas et en Espagne, et l'absence de toute production nucléaire en Autriche et en Italie. Les perspectives de moindre coût économique de long terme du MWh de nouvelles installations nucléaires et les anticipations de renforcement des politiques climatiques ne semblent pas être en mesure de déclencher une nouvelle dynamique d'investissement dans ces pays.

Il n'est pas non plus réaliste d'attendre que, dans les pays où le nucléaire est mieux accepté, les opérateurs doublent la capacité de leur parc actuel de réacteurs. Même sous l'incitation d'une rentabilité à terme très importante. Pour parvenir à doubler le parc existant, il faudrait que les gestionnaires des réseaux de transport opèrent rapidement des investissements massifs sur toutes les interconnexions, ainsi que sur toutes les lignes qui se rattacheront aux nouvelles centrales. Ce qui est totalement inenvisageable pour deux raisons.

Une raison économique tout d'abord. Car il n'est pas prouvé qu'à cette échelle d'opération, le gain en coût total de production au plan européen ne soit pas plus que compensé par la hausse des coûts de transport (investissement et pertes techniques). Compte tenu de l'augmentation des distances de transport des kWh produits et consommés en Europe. Une raison politique ensuite. Même dans les pays pro-nucléaires, et notamment en France, il semble improbable que les grands producteurs puissent développer un programme aussi gigantesque que le doublement du parc actuel et le déploiement des lignes de transport nécessaires. Fait pour les seuls besoins des pays limitrophes, même si permet de dégager une forte rentabilité pour les producteurs français, ce programme d'équipement ne serait vraisemblablement pas acceptable par l'opinion publique et par les diverses communautés directement impactées.

De fait, le nucléaire ne peut pas être considéré comme une technologie standard, neutre socialement et politiquement, comme le sont les unités en cycle combiné à gaz. Il en découle que la rente de rareté dont bénéficient en France les équipements nucléaires existants ne déclenchera pas ou peu d'investissement nucléaire supplémentaire, au moins pour les dix années à venir.

Dans ce contexte, les prix du marché continental devraient rester élevés, et la rente de rareté des équipements nucléaires existants subsisterait jusqu'à la fin de leur durée de vie, dans dix ou quinze ans pour les plus anciennes. Les consommateurs n'ont donc aucune perspective de baisse des prix de marché de gros en dessous de ce que seraient des tarifs réglementés bien ajustés, dans les conditions économiques, industrielles et réglementaires actuelles d'intégration du marché français au marché continental.

### **La perpétuation de la rente de rareté pose le problème de sa réallocation vers les consommateurs**

En résumé les prix européens, en s'homogénéisant sur l'ensemble continental, posent un problème en France en raison des différences de composition des parcs de production des différents pays limitrophes. Il y a en quelque sorte transfert des effets de la sous-optimalité européenne vers le sous-marché français. Ce qui s'exprime par une rente de rareté qui en principe ne devrait être que temporaire.

Cette réalité oblige à se demander quel est l'usage qui pourrait être fait de la rente de rareté dans la durée puisque cette rente est appelée à se perpétuer. Elle serait dégagée en principe par les équipements nucléaires existants ainsi que par les équipements nucléaires neufs tant que le système européen de production ne sera pas réoptimisé. Cette rente ne diminuera que si la production par la technologie nucléaire pouvait s'étendre en proportion dans le parc européen au dessus de son niveau actuel. Mais un tel développement n'est pas possible.

Si, par curiosité, on cherchait à calculer rapidement sur ces bases le montant de ce que serait la rente du nucléaire existant dans une situation où les tarifs réglementés auraient été supprimés, le montant serait de l'ordre de 3 milliards d'euros sur les ventes en France et de 1,6 milliards d'euros pour les ventes à l'étranger avec une rente unitaire moyenne de 20 €/MWh (reflétant la différence entre le prix moyen de marché de 55 à 58 €/MWh et le prix moyen annuel de 35 à 38 €/MWh sur un marché réoptimisé)<sup>1</sup>. Mais cette rente est très largement réduite par le fait qu'en France, presque toutes les ventes aux industriels et au secteur commercial s'effectuent aux tarifs réglementés et au tarifs de retour, sans parler des ventes aux ménages. Comme approximativement 10% des ventes s'effectuent à prix de marché selon les observateurs, la rente du nucléaire existant pour les ventes en France ne serait que de 300 millions. On voit donc au passage comment les tarifs règlementés peuvent agir dans le sens d'une réallocation de la rente dégagée par les ventes en France.

On en vient donc à se demander s'il ne faut pas réallouer la rente puisqu'elle ne remplit pas sa fonction d'incitation au réajustement du parc d'équipements des producteurs en concurrence. On devrait alors distinguer clairement les équipements anciens, déjà existants au moment de la libéralisation, et les équipements neufs qui seront installés en France. La rente à réallouer une année donnée serait celle des productions des équipements existants. Celle des productions des équipements futurs devrait leur laissée à la discrétion des opérateurs qui investissent dans ces nouvelles installations. Celles-ci seront contruites pour répondre aux besoins de renouvellement des équipements nucléaires anciens, à la croissance des consommations sur le marché français, et pourraient également alimenter les

---

<sup>1</sup> On fait l'hypothèse complémentaire que pendant les 4000 heures de non-marginalité du nucléaire, 85% de l'électricité est produite par des équipements nucléaires.

besoins étrangers, participant ainsi au réajustement de l'ensemble du parc européen. Si le principe de calcul de la rente de rareté du nucléaire existant est relativement simple, sa réalisation est plus compliquée. On multiplie tout d'abord la puissance disponible des capacités nucléaires existantes par la différence entre la durée optimale de marginalité du nucléaire (*c'est-à-dire : la durée qui serait optimale dans un parc réoptimisé, par exemple 5000 heures*) avec la durée de marginalité effective du nucléaire (*environ 1000 heures*). Et ensuite on multiplie cet écart de durée potentielle de production (*soit 4000 heures*) par la rente de rareté unitaire par kWh. La rente de rareté unitaire est la différence entre le prix effectif du marché (*qui s'aligne sur le coût variable du kWh d'une centrale « cycle combiné gaz »*) et le prix d'un marché hypothétique optimal en développement qui permettrait en moyenne annuelle le recouvrement des coûts fixes (*c'est-à-dire le coût complet d'un équipement nucléaire qui serait ce prix de marché de référence*)<sup>1</sup>.

L'estimation de la rente de rareté doit se référer à une optimisation dynamique de long terme des parcs pour des marchés intégrés au niveau continental dans un environnement d'incertitudes et de risques sur la position économique respective de la production d'équipements existants (déterminée par leurs coûts variables) et sur celle de la production future de nouvelles centrales nucléaires. Cette estimation doit tenir compte de deux types d'incertitude : 1° la volatilité anticipable des prix des combustibles et du CO2 le long d'une tendance de prix de long terme elle-même incertaine ; 2° l'incertitude du coût complet de production des nouveaux équipements nucléaires. Ces incertitudes doivent conduire à prendre en compte une prime de risque hypothétique dans le prix de référence aligné sur le coût complet d'un nouvel actif nucléaire.

Enfin dans l'hypothèse d'un calcul d'évaluation de la rente à réallouer une année donnée avant la disparition des tarifs réglementés (ce qui pourrait être le cas pendant une certaine période en France), il convient de dissocier la partie des ventes à prix de marché de celle à prix réglementés sur lequel l'opérateur historique détenteur des centrales nucléaires ne dégage pas de rente de rareté. Dans ce cas il bénéficie de la rente de rareté sur le segment totalement libéralisé et sur les exportations.

### **3. La réallocation de la rente de rareté du nucléaire existant**

Il n'y a pas de défaut économique intrinsèque à ce qu'un marché concurrentiel dégage des rentes pour les propriétaires d'un facteur rare (rentes pétrolière, foncière et immobilière; prix sur le marché de l'art, etc.). Mais, dans le domaine des marchés électriques, se pose un problème majeur pour l'« *Economie Politique* » des réformes concurrentielles.

---

<sup>1</sup> Soulignons que la rente de rareté doit s'évaluer en référence au coût complet des nouveaux équipements et non au coût de court terme de la production nucléaire en considérant que le producteur nucléaire doit garder une part du surplus pour le renouvellement futur de ses équipements. En bonne logique économique on doit se référer à la valeur de renouvellement des équipements dans une vision d'efficience de long terme.

### Une question d'équité

En effet, l'avenir politique de la réforme électrique serait compromis en France si (presque) tous les consommateurs sans distinction en devenaient les principaux perdants, subissant des hausses de prix significatives et durables. Certes ces hausses apporteront aussi des gains record à l'entreprise historique qui est le principal producteur européen à bas coût de combustible. Sur le simple plan du calcul économique collectif, il n'y a là aucune perte pour l'économie française. D'autant moins que les ventes nettes d'EdF sur les marchés voisins se sont toutes fortement revalorisées en s'alignant sur les prix horaires du marché continental.

Le problème posé ici n'est pas un problème de théorie économique ou de calcul économique collectif défini en termes de coûts et d'avantages.

C'est, au contraire, un problème typique d'acceptabilité sociale dû à un défaut d'équité. Il semble donc utile de chercher ce qui serait socialement légitime. Soit d'un point de vue pragmatique ou « cyniquement » amoral : le rachat des « avantages acquis » pour ne pas bloquer l'avancée des réformes. Soit d'un point de vue moral, au nom de l'équité. Il ne semble pas moral, même en économie de marché, que des réformes d'initiative publique favorisent ou favoriseront directement une minorité restreinte, même respectable et utile (en France les actionnaires de l'entreprise historique), au détriment de la quasi-totalité des clients de l'entreprise.

La nécessité d'une compensation apparaît d'autant plus légitime que dans les pays où les monopoles ont subi clairement des pertes sur la valeur de leurs actifs du fait de la libéralisation du marché électrique<sup>1</sup>, les gouvernements ont décidé de mettre en place des compensations transitoires (aux Etats-Unis et en Espagne notamment). La perte que subiront tous les consommateurs français quand la réforme concurrentielle leur sera complètement appliquée, apparaît être l'exact symétrique de cette perte dite « des coûts échoués » (*stranded costs*).

On peut estimer « équitable » de réallouer aux citoyens ou aux consommateurs tout ou partie de la rente de rareté dont bénéficie un opérateur historique, du fait d'un choc réglementaire résultant de l'action des pouvoirs publics, mais aussi parce que cette rente ne peut servir à investir dans le nucléaire pour réajuster le parc continental. En soldant l'histoire antérieure d'EdF comme entreprise publique nationale, le choix public de compenser les consommateurs-citoyens marquerait la reconnaissance de la nation pour leur adhésion au programme de construction des centrales nucléaires et pour leur contribution passée au paiement de ces actifs de production. Ce serait un droit d'usufruit sur les actifs nucléaires existants, en grande partie amortis grâce à leur contribution.

Différents modes de réallocation de cette rente sont alors envisageables selon deux principes : une réallocation par le canal des revenus, ou une réallocation par les prix de l'électricité. Ils peuvent concerner l'ensemble des consommateurs, depuis le gros consommateur industriel jusqu'aux ménages, puisque tous sont concernés par la hausse des prix. Mais on pourrait choisir de s'en tenir aux seuls ménages, puisque ce sont les électeurs et qu'ils sont concernés en premier chef par la question de

---

<sup>1</sup> Ayant choisi leurs technologies et réalisé leurs équipements dans l'ancien système du monopole réglementé, elles ne pourront jamais recouvrer leurs coûts d'investissements du fait des prix de marché et des débouchés non garantis dans le nouveau système concurrentiel.

l'équité d'une réforme. Le choix du procédé de réallocation suppose d'arbitrer entre trois critères. D'une part la *perception* qu'en auraient les consommateurs. Puisque ceux sont eux qui doivent apporter à la réforme en cours leur consentement. D'autre part le *respect des principes de la réforme concurrentielle*. Et enfin la *simplicité* du dispositif à mettre en place.

### **La réallocation de la rente de rareté par les revenus**

Une réallocation partielle de la rente par les revenus est déjà en place puisqu'elle s'opère indirectement par les mécanismes ordinaires de rémunération du capital et par la fiscalité sur les bénéfices de l'entreprise historique.

Parce que l'Etat français est le principal actionnaire du producteur historique (à 84,8%), la puissance publique récupère, via les dividendes, une partie significative du surplus perdu par les consommateurs. L'impôt sur les bénéfices y ajoute un complément substantiel, car la rente de rareté des équipements existants, évaluée par rapport à la valeur en renouvellement des équipements existants, s'ajoute aux bénéfices tirés des autres activités.

Les montants ainsi collectés par le budget de l'Etat pourraient ne pas se fondre dans les recettes d'ensemble des impôts et taxes. Ils pourraient servir directement au désendettement de la collectivité nationale, et ainsi aux générations futures, ou à des investissements spécifiques dans des grands équipements collectifs (logement social, transports urbains par exemple). Pour montrer aux consommateurs français qu'ils n'alimentent pas le puits sans fonds d'un Etat endetté, mais contribuent à des objectifs d'intérêt général à long terme, pour le bien commun. On peut aussi imaginer un fonds spécial d'actions de politique énergétique en activités de Recherche & Développement ou en incitations à l'efficacité énergétique.

Cependant, cette modalité de redistribution de la rente de rareté permet-elle à la réforme concurrentielle en cours de conserver suffisamment d'appuis ? On peut se demander si la rémunération des actionnaires d'EDF et les impôts ordinaires sur les bénéfices l'entreprise sont des mécanismes redistributifs suffisamment éloquents du point de vue des consommateurs français.

Si tel n'était pas le cas, on pourrait aussi penser à une fiscalité exceptionnelle portant sur les revenus exceptionnels de l'opérateur possédant les équipements nucléaires existants. Ce qui éviterait aussi de recourir à une réglementation durable des prix de l'électricité. L'imposition d'une taxe exceptionnelle sur les profits extraordinaires des entreprises est une pratique fiscale classique des Etats. C'est le cas dans le secteur pétrolier, en cas de hausse importante et durable du prix de marché du pétrole qui propulsent toujours les bénéfices des groupes pétroliers à des niveaux très supérieurs à des situations « normales » de prix.

Dans le domaine électrique en Grande-Bretagne, Tony Blair n'avait pas manqué de marquer son arrivée au pouvoir par une taxation exceptionnelle (*windfall profit tax*) des entreprises électriques nouvellement privatisées ayant bénéficié très largement du nouveau mode de régulation. Cette taxe a représenté 7,3 Milliards d'euros (valeur 1997), soit 23 % de la hausse de leur valeur boursière depuis la privatisation. L'équivalent en France, appliqué à la hausse des cours d'EDF depuis l'origine du titre, équivaldrait à 20 milliards d'euros.

Ces deux modalités que nous venons d'examiner sont sans doute les moyens les plus simples de réallouer la rente de rareté à la collectivité des citoyens. Elles pourraient aussi permettre de financer des objectifs publics de long terme, ou d'alléger d'autres charges d'imposition sur le revenu. Cependant, en empruntant les circuits budgétaires de l'Etat, elles peuvent aussi n'avoir aucun effet sur les réactions des consommateurs vis-à-vis de la réforme concurrentielle.

Des solutions plus visibles et plus directes doivent donc être envisagées, telles que le partage des dividendes de l'entreprise avec les consommateurs, ou l'allègement de la fiscalité indirecte sur l'électricité.

- Une première voie de ré-allocation directe consisterait à **attribuer gratuitement aux consommateurs d'électricité des titres non cessibles et sans droit de vote**, au prorata de leurs consommations, leur donnant droit à une partie des dividendes versés par l'entreprise. Différentes formules juridiques existent qui formaliseraient ce droit d'usufruit sur les actifs nucléaires existants lors de la libéralisation, et jusqu'à la fin de leur durée de vie. Ce procédé matérialiserait les droits historiques que de nombreux consommateurs français pensent avoir acquis sur le patrimoine d'actifs nucléaires développés et financés avant la réforme concurrentielle. Il faudrait alors définir la part des revenus de propriété de l'entreprise qui serait partagée entre les actionnaires ordinaires et les consommateurs - citoyens.
- Une seconde voie, **l'allègement de la fiscalité indirecte**, semblerait encore plus attractive et simple pour les consommateurs - citoyens. Une réduction de la TVA sur l'électricité, par exemple de 17% à 5% serait perçue par les consommateurs comme une baisse de prix. Elle signifierait clairement la compensation qui leur est accordée. On sait que la TVA des restaurateurs vient d'être abaissée en France, avec l'accord de nos partenaires européens. Cette mesure sur la TVA serait financée implicitement par le versement de dividendes élevés à l'Etat et / ou la mise en vente d'actions de l'entreprise.

Remarquons que ces deux voies « directes » seraient centrées sur les ménages, les consommateurs « personnes physiques », dont l'accord est une composante socio-politique indispensable à la poursuite des réformes concurrentielles. De telles dispositions sont simples. De plus elles ne heurteraient pas les principes concurrentiels eux-mêmes, notamment les dispositions relatives au commerce intra-communautaire. C'est une des raisons de l'autorisation accordée à la réduction en France de la TVA des restaurateurs par les autorités européennes et les autres Etats membres.

### **La réallocation de la rente de rareté par les prix**

Considérons maintenant quelles sont les différentes solutions de réallocation de la rente de rareté par les prix, et comment apprécier leur écart aux principes européens d'économie ouverte de marché.

Cette démarche de réallocation par les prix relève d'un principe politique voisin de celui sous-jacent à la démarche québécoise. Avec une production électrique à base de grands équipements hydrauliques, la situation de cette production est similaire à celle du parc français par rapport au marché continental de l'électricité. En effet, la proximité des marchés américains libéralisés de l'électricité permettrait à l'entreprise

publique Hydroquébec de bénéficier d'une rente hydroélectrique si elle valorisait sa production sur ce marché. La loi sur la Régie de l'Électricité impose à Hydroquébec Production de vendre au fournisseur qui demeure en monopole de vente, Hydroquébec Distribution un très grand bloc de sa production à des coûts historiques<sup>1</sup>. La mise en œuvre de ce principe est facilitée par le fait que, contrairement à EDF, il a conservé le monopole de commercialisation<sup>2</sup>. En aval, les clients paient un tarif calculé en pondérant les coûts historiques de l'énergie patrimoniale et le coût des achats contractuels de l'énergie complémentaire. On leur laisse ainsi le bénéfice des productions hydrauliques patrimoniales. Transposer ce principe dans le système français n'est pas si simple puisqu'EdF n'a pas le monopole de vente.

Une première solution, typiquement de tradition française, est le maintien de tarifs réglementés<sup>3</sup>. Cependant il contraint fortement le développement de la concurrence entre fournisseurs ; de plus un maintien perpétuel des tarifs est reconnu illégal et anticonstitutionnel. D'autres modalités doivent donc être envisagées. A un degré maximal de distorsions apportées au fonctionnement du marché, on proposerait le maintien du monopole ou le retour au monopole du fournisseur historique pour les ménages (comme on l'envisage dans certaines parties de l'Est des USA, notamment dans le Michigan et l'Ohio) en imaginant un changement ultérieur des directives européennes. Autre solution, pour minimiser les distorsions apportées au fonctionnement du marché, on pourrait préférer instaurer une tranche minimale de fourniture réglementée dans tous les contrats de vente aux particuliers ; comme cela est pratiqué en Californie, par exemple.

### ***Le maintien des tarifs réglementés***

Ces tarifs seraient alignés sur le coût marginal de long terme hérité du passé récent. Ils s'appuieraient sur le coût complet de production d'un équipement électronucléaire, après un réajustement du coût du capital, débouchant sur un tarif de 35-38 €/MWh<sup>4</sup>. Appliqués pour une période transitoire, éventuellement renouvelable, ils apporteraient une compensation très visible pour les consommateurs français inquiets de l'ouverture des marchés.

---

<sup>1</sup> Les prix sont très bas puisque les coûts historiques ne se réfère pas à la valeur de renouvellement de ses équipements).

<sup>2</sup> Ce bloc de 165 TWh correspondant aux productions existantes au moment de la loi couvre environ 93% de la consommation d'électricité du Québec. Le reste des ventes aux industriels et aux ménages est couvert par des achats réalisés par HQ Distribution par des contrats de long terme à prix non régulés attribués par enchères auprès de nouveaux producteurs ou d'HQ Production pour des productions par de nouveaux équipements. Il ya bien un effet de concurrence avec les débouchés vers les Etats Unis car les producteurs pourraient préférer diriger leurs futures productions vers les marchés nord-américain.

<sup>3</sup> Nous n'entrons pas dans le débat sur le tarif de retour pour les consommateurs qui ont fait jouer leur éligibilité.

<sup>4</sup> Les prix de revient servant de référence aux tarifs réglementés sont à réajuster pour tenir compte des évolutions du calcul de la charge de service public et des prix de transport et de distribution résultant de la nouvelle réglementation concernant ces activités. Ils doivent également inclure une rémunération normale du capital, proche des règles de gestion financière d'entreprise pour des investissements orientés vers des ventes concurrentielles, qui est plus élevée que la rémunération antérieure. Ils sont notoirement sous-évalués, avec respectivement 24 €/MWh en tarif vert (vers les gros consommateurs), 28€ en tarif jaune (consommateurs moyens type PME-PMI) et 32 € en tarif bleu au lieu d'un prix de revient de référence qui se situerait plutôt vers 35-38 €/MWh. Ce qui réduit la rente de rareté que l'opérateur historique perçoit actuellement de ses ventes d'électricité en France.

De tels prix supprimeraient le supplément de revenu de l'opérateur historique sur ce segment de marché, par rapport au prix de référence concurrentiel de long terme avec investissement contraint des producteurs dans les technologies à bas coût. C'est-à-dire par rapport aux prix qu'établirait le fonctionnement d'un marché continental avec entrave à l'investissement nucléaire à long terme.

Cela équivaldrait en fait la transposition du système québécois de vente d'énergie patrimoniale aux fournisseurs à un contexte de concurrence ouverte. Un bloc patrimonial nucléaire serait défini et vendu aux fournisseurs concurrents. 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. Ce dernier serait déterminé en référence du coût complet des équipements nucléaires à leur valeur de renouvellement du parc, et non pas en référence au coût historique selon l'approche québécoise.

Récemment un système hybride de tarification mixte à destination des ménages a été proposé par la principale association de défense des consommateurs, l'UFC-Que Choisir (2007). Sans détailler le dispositif proposé, chaque ménage bénéficierait pour 80% de ses besoins, d'un prix règlementé aligné sur le coût complet du nucléaire (qui reflèterait un droit de tirage sur ces équipements) et le reste de ses achats d'électricité, qui correspondent à la période de pointe, sera payé au prix de marché. Mais les économistes font quatre objections majeures au procédé d'allocation de la rente de rareté par des ventes à tarifs règlementés sur tout ou partie du marché de détail.

La première est que le prix du marché de gros perdrait sa fonction de signal de rareté servant à attirer les décisions d'investissement en production. Comme nous l'avons déjà vu, le prix de marché actuel signale bien une rareté d'équipements à bas coût de combustible dans les autres pays du marché continental. Mais, et c'est une première réponse à l'objection, ce signal ne peut pas stimuler l'investissement nucléaire dans ces pays, en raison des multiples barrières à l'installation d'équipements nucléaires. Une seconde réponse est que ce procédé d'allocation est conçu de façon telle qu'il laisse au producteur français détenteur d'actifs nucléaires un surplus suffisant pour renouveler de son parc d'équipements nucléaires. Le prix règlementé doit être calé sur le coût prévisionnel de renouvellement des équipements nucléaires, en pratique celui de l'EPR de série. Car, dans une perspective d'optimisation du marché de long terme, le niveau de ce coût est le niveau du prix au-dessus duquel se dégage la rente de rareté<sup>1</sup>. Ce procédé éviterait aussi aux consommateurs de supporter les effets du prix du CO2 quand la technologie principale du producteur dominant évite toute émission. Un principe similaire émane du contrat de long terme passé avec le consortium Exeltium de gros consommateurs français sur l'achat 18 TWh/an au prix de 38 €/MWh. Les consommateurs industriels refusaient de payer la rente CO2 de la production nucléaire qui est une partie de la rente de rareté dégagée de l'intégration au marché continental.

---

<sup>1</sup> Rappelons que la rente de rareté signale la sous-optimisation du parc d'équipements de production à l'échelle du marché continental. Si on séparait le système français du marché européen, les prix français s'établiraient à des niveaux reflétant l'anticipation de besoins en de nouvelles centrales en base (nucléaire en renouvellement à partir de 2020) et celles en semi base (cycle combiné à gaz) avec lesquelles s'effectuent actuellement les entrées en production (GDF, Electrabel, SNET, Verbund Poweo).

La seconde objection est que des tarifs réglementés envoient les mauvais signaux aux consommateurs pour qu'ils rationalisent leurs usages en fonction des raretés d'équipements et des coûts marginaux de production sur le marché, qui serait donc le marché continental européen. En fait rien n'empêche les tarifs de conserver la structure horo saisonnière des coûts de l'opérateur historique comme c'est le cas actuellement. De plus et c'est là où la proposition d'UFC-Que Choisir prendrait son sens, on peut imaginer que les tarifs réglementés en période de pointe reflète les prix de marché pendant cette période horaire.

La troisième objection est que le maintien de tarifs réglementés vers les différents consommateurs joue comme une barrière à l'entrée pour des fournisseurs alternatifs pris dans un ciseau de prix car contraints de se fournir sur le marché de gros à des prix de marché ou de produire avec des équipements thermiques à des coûts variables supérieurs aux tarifs réglementés. De fait le problème est réel. Mais l'idée d'attribution de blocs de nucléaire patrimonial aux fournisseurs concurrents d'EdF répond à cette objection. C'est d'ailleurs ce que l'autorité de la concurrence française a décidé d'imposer en juin 2007 à la suite de la plainte du fournisseur Direct Energie<sup>1</sup>. Proposition a été faite d'organiser aux enchères l'attribution de blocs de production nucléaire à ces fournisseurs concurrents pour un volume délimité à un prix maximum défini en référence au coût de renouvellement du nucléaire existant. Solution de compromis qui permet de laisser une place à des fournisseurs concurrents.

La quatrième objection est que le maintien de tarifs réglementés vers les consommateurs industriels fausse également la concurrence en empêchant les entrées de nouveaux opérateurs. De plus au plan européen, les tarifs spéciaux aux industriels sont des prix préférentiels qui peuvent avoir pour conséquence de fausser la concurrence dans le commerce des produits entre pays. C'est une objection sérieuse qui invite à restreindre le champ de la réallocation au secteur commercial et des ménages.

Dans une logique de réforme concurrentielle, la manipulation réglementaire des prix de vente est a priori déconseillée et ne peut être au mieux que transitoire. Des dispositions dérogatoires à la fixation des prix par le marché sont bien prévues dans les Directives européennes, et également dans la Communication de la Commission européenne du début de l'année 2007 sur la poursuite de la libéralisation des marchés. Mais elles portent essentiellement sur les obligations de service public et la protection de l'environnement. Les premières concernent l'équité sociale, mais celle-ci, par nature, vise les consommateurs vulnérables ou pauvres au moyen de tarifs sociaux spéciaux.

Dans le cas de la question qui nous préoccupe ici, ce ne sont pas des cibles restreintes, mais la masse des consommateurs domestiques qu'il faudrait faire entrer dans un jeu de redistribution atténuant des effets négatifs de la réforme électrique. Nous avons indiqué précédemment que la disparition des tarifs réglementés pourrait conduire à une hausse de 20 à 40% des prix, selon le type de consommateur (du domestique à l'industriel), et au bénéfice de l'ancien monopole historique français. A cet égard, les Directives européennes de 1996 et 2003 sur les

---

<sup>1</sup> Le conseil de la Concurrence a enjoint EdF de faire une proposition de fourniture d'électricité en gros ou toute autre solution techniquement et économiquement équivalente permettant aux fournisseurs alternatifs de concurrencer effectivement, sans subir de ciseau tarifaire, les offres de détail faites par EdF aux consommateurs d'électricité sur le marché libre. Décision n° [07-MC-04](#) du 28 juin 2007.

marchés électriques représentent aussi, même en France, une légitimité juridique incontestable, qu'ont rappelée les positions récentes du Conseil Constitutionnel, du Conseil d'Etat et du Conseil de la Concurrence.

### ***Le maintien du monopole de vente aux ménages***

Pour limiter les problèmes de cohérence que pose le maintien actuel de tarifs réglementés sur tous les segments de marché libéralisés, on pourrait s'interroger sur les avantages d'un retour au monopole de vente aux ménages par les fournisseurs historiques, tandis que les tarifs réglementés seraient supprimés définitivement sur les autres segments de marché. Ce serait, bien sûr, un moyen simple de maintenir des prix administrés pour les ménages afin de les faire bénéficier de la rente de rareté du nucléaire existant. Mais ce dispositif est illégal dans le cadre de la seconde Directive européenne sur les marchés électriques de 2003.

Il existe aussi de nombreuses objections économiques des promoteurs de la réforme à un retour au monopole de fourniture. Le marché sera faussé dans sa cohérence d'ensemble. Les consommateurs domestiques ne pourront plus bénéficier d'aucun des bienfaits de la concurrence. Du fait de la faible attractivité de ce segment, les fournisseurs historiques n'investiront pas de manière appropriée.

Cependant deux aspects importants du coût-avantage de la concurrence de détail vers les ménages sont souvent ignorés ici. D'une part, à très peu d'exception près, les consommateurs domestiques n'ont jamais obtenu de gains substantiels et généralisés de la concurrence de détail. La pression de la concurrence ne s'y exerce qu'indirectement et de manière limitée (Green, 2004 ; Joskow 2006). La concurrence entre fournisseurs ne joue que sur les dépenses strictes de commercialisation et les marges de ce segment de la chaîne de valeur. Il faut, par exemple, au moins 1,5 million de clients domestiques pour rentabiliser l'entrée d'un nouvel opérateur dans l'activité de fourniture pour un marché comparable à celui de la France.

D'autre part l'efficacité d'un marché électrique dans son architecture d'ensemble, englobant échanges de gros et de détail, ne gagne pas nécessairement à l'ouverture complète du marché final à la concurrence. Comme le soulignent nos collègues britanniques Green (2004) et Newbery (2002), l'ouverture complète n'apporte pas d'amélioration sensible de l'efficacité de l'ensemble des marchés, car les mouvements de prix de gros ne sont pas transmis de façon réactive dans les prix de détail, à quelques rares exceptions près. Ce qui empêche un ajustement précis de la demande aux mouvements de prix horaires. Bien sûr le maintien d'un segment en monopole de fourniture entraîne inévitablement des difficultés de réglementation des prix de détail payés par les ménages. Il n'est pas aisé d'estimer à l'avance et sur le long terme les coûts « raisonnables » de l'électricité de gros. Que celle-ci soit achetée pour revente par le fournisseur historique à son propre département de production, ou occasionnellement sur le marché de gros si les prix de court terme sont inférieurs à ses coûts<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Sans contrôle strict du régulateur, il peut chercher à affecter une partie excessive de ses coûts fixes de production aux tarifs vers les ménages afin de pratiquer des prix plus compétitifs sur le segment commercial et industriel. Il pourrait aussi revendiquer auprès du régulateur que soit prise en compte une prime de risque pour l'installation de nouveaux équipements produisant pour la vente à la fois sur les segments concurrentiel et non concurrentiel. Le régulateur devra donc avoir une vision claire des coûts d'approvisionnement de long terme du fournisseur historique.

Discuter d'un retour au monopole de vente d'électricité aux ménages est aussi quelque peu surréaliste après l'ouverture complète de la concurrence de détail au 1<sup>o</sup> juillet 2007. Mais un article récent de S. Littlechild (2007), le « père » de la concurrence de détail en Grande-Bretagne, vient de montrer, en juillet 2007, que les processus concurrentiels pour transmettre de « bons prix de détail » aux consommateurs domestiques pouvait résister au maintien du ... monopole de fourniture ... dans le Centre-Est des USA. Quid de l'Union européenne ?

#### ***Une tranche universelle réglementée dans les contrats de vente aux ménages***

Une solution, moins radicale vis-à-vis du fonctionnement des marchés, serait de placer une tranche universelle de fourniture à prix réglementés dans tous les contrats de vente aux ménages. Cette façon de réallouer la rente de rareté élargirait la règle européenne des tarifs sociaux au premier MWh de toutes les fournitures aux ménages, sans condition de revenu ou de consommation maximale. Connue sous le nom de tranche sociale, un tel système de tranche universelle existe en Italie et, sous une autre forme, en Californie. Il impliquerait de trouver des compensations pour les fournisseurs concurrents de l'entreprise historique détentrice des actifs nucléaires. On peut imaginer de reprendre ici l'idée d'un contrat de long terme entre l'opérateur historique et tous les fournisseurs, et qui engloberait les quantités correspondantes vendues en gros au coût complet de long terme de l'électricité nucléaire.

#### **4. Conclusion**

La mise en œuvre en France d'un régime de marché électrique pour satisfaire les objectifs d'intégration européenne, et pour ouvrir à EdF un champ européen d'expansion commerciale, industrielle et capitalistique, pourrait confronter la plupart des consommateurs français à des prix plus élevés, sans aucune perspective réaliste de baisse. Pour paraphraser une boutade récente de Marcel Boiteux (*Futuribles*, mai 2007), il ne s'agit plus d'ouvrir à la concurrence pour faire baisser les prix ; mais de supprimer la régulation traditionnelle et d'élever les prix pour permettre à la concurrence de s'installer sur le marché français.

Nous sommes convaincus qu'un système concurrentiel européen des industries électriques peut être efficace, malgré la complexité particulière des réformes à mettre en place. Mais nous considérons aussi qu'il faut répondre clairement aux inquiétudes et aux critiques adressées en France à l'évolution des prix sur les marchés depuis début 2005. La réforme concurrentielle devrait très vraisemblablement engendrer une hausse de prix pour les consommateurs français et on ne peut pas, en France, s'attendre à une baisse de prix à long terme.

Il n'y a pas de désastre ou de gaspillage économique fondamental à transférer durablement des revenus des consommateurs vers les producteurs quand le bon fonctionnement des marchés n'est pas en cause. Mais il y a un problème fondamental d'équité dans la « *political economy* » de la réforme concurrentielle, sachant qu'une politique publique de ce type crée directement une rente au détriment de la quasi-totalité des consommateurs, dans un pays équipé au départ de centrales à bas coût de fonctionnement. Les consommateurs sont les perdants de la libéralisation. Leur sacrifice n'est ni ponctuel, ni transitoire.

Il apparaît donc légitime de chercher une compensation pour les consommateurs français qui serait à la fois simple, bien perçue comme une compensation de la rente, et qui ne fausserait pas radicalement le fonctionnement des nouveaux marchés. Il n'existe probablement pas de procédés qui aient toutes ces qualités à la fois. Le choix du pouvoir politique devrait alors se porter sur une compensation bien visible, et relativement durable. Ce qui permettrait au moins d'apaiser les craintes pesant sur la pérennité de la réforme européenne des marchés.

### **Bibliographie**

- CEC (2007), DG Comp Inquiry Report on electricity and gas markets, Brussels
- Galli A. & Armstrong M. (2005). *Comparaison des prix spot de Powernext et EEX*, [http://www.powernext.fr/modules/PwnDI/download/files/fra/PWNX\\_Final\\_Fr\\_6.pdf](http://www.powernext.fr/modules/PwnDI/download/files/fra/PWNX_Final_Fr_6.pdf)
- Green R. (2004), *Retail competition and electricity contracts*, CMI working Paper 33, Cambridge University
- Joskow P. (2006), [Markets for Power in the United States: An Interim Assessment](#), *The Energy Journal* 27(1)
- Littlechild S. (2007), *Municipal aggregation and competition in the Ohio energy sector*, August 2007, Judge Business School, Cambridge
- Newbery D. (2002) *Regulatory challenges to European electricity liberalisation*. CMI Working Paper 12, Cambridge University
- Spector D. (2006), *Electricité : Faut-il désespérer le marché ?*, Edition Rue d'Ulm, Paris
- UFC-Que Choisir (2007), *Electricité : étude du fonctionnement du marché et proposition d'une tarification mixte*, Paris, Décembre