

Concurrences

Revue des droits de la concurrence

La réglementation des tarifs d'électricité : Un débat énergétique

Tendances | *Concurrences* N° 4-2009 – pp. 11-34

Sylvain JUSTIER

sylvain.justier@magenta-legal.com

| Avocat à la Cour

Vincent JAUNET

vincent.jaunet@magenta-legal.com

| Avocat à la Cour

Max BELOT

max.belot@summitenergy.com

| Directeur exécutif, Summit Energy France

Éric DYÈVRE

eric.dyevre@cre.fr

| Commissaire à la Commission de régulation de l'énergie

Simon GENEVAZ

simon.genevaz@autoritedelaconcurrence.fr

| Rapporteur à l'Autorité de la concurrence

Anne DE CADARAN

anne.decadaran@direct-energie.com

| Secrétaire général, Direct Energie

David SPECTOR

davidmspector@yahoo.fr

| Chargé de recherches, CNRS

| Associate Professor, Paris School of Economics

Sylvain JUSTIER

sylvain.justier@magenta-legal.com

Avocat à la Cour

Vincent JAUNET

vincent.jaunet@magenta-legal.com

Avocat à la Cour

Max BELOT

max.belot@summitenergy.com

Directeur exécutif, Summit Energy France

Éric DYÈVRE*

eric.dyevre@cre.fr

Commissaire à la Commission
de régulation de l'énergie

Simon GENEVAZ**

simon.genevaz@autoritedelaconurrence.fr

Rapporteur à l'Autorité de la concurrence

Anne DE CADARAN

anne.decadaran@direct-energie.com

Secrétaire général, Direct Energie

David SPECTOR

davidmspector@yahoo.fr

Chargé de recherches, CNRS
Associate Professor, Paris School of Economics

Abstract

Following the work of the Champsaur Commission and the insistent pressure from Brussels, the organization of the French electricity markets should soon be substantially amended. This dossier presents, in the context of ongoing market liberalization, some of the economic and legal issues raised by the existence of regulated tariffs in the electricity sector. In the first contribution, Mr. Belot gives us a panorama of the European situation. The second contribution, written by Mr. Dyèvre, outlines the methods and principles used by CRE in fixing network tariffs, and in elaborating its opinions on the evolution of regulated power sales tariffs. In the third, Mr. Genevaz evokes the various cases ruled by the French Competition Authority (FCA) on power pricing. Indeed the decisions rendered by FCA may have inspired the solutions adopted by the Champsaur Commission. In the fourth, Mrs. De Cadaran explains why, in her opinion, the future regulatory mechanism must be differentiated depending on the types of end customers that will be supplied by this new system. Finally, in the last one, Mr. Spector sets out an economic analysis on these issues. He stresses in particular that if the solution proposed by the Champsaur Commission seems to be appropriate, its implementation should be carefully regulated. If not, it may not be able to achieve the desired goal.

À la suite des travaux de la Commission Champsaur et sur la pression insistante de Bruxelles, l'organisation des marchés électriques français devrait être prochainement substantiellement modifiée. Ce dossier Tendances présente quelques unes des questions économiques et juridiques que soulève, dans un contexte de libéralisation des marchés électriques, l'existence de tarifs réglementés. Dans la première contribution, M. Belot nous dresse un panorama de la situation européenne. La deuxième contribution, rédigée par M. Dyèvre, expose les méthodes et principes de la CRE dans l'exercice de tarification des réseaux, ainsi que dans l'élaboration de ses avis sur l'évolution des tarifs réglementés de vente d'électricité. Dans la troisième, M. Genevaz, évoque les différentes interventions de l'Autorité de la Concurrence en matière de tarification électrique, celles-ci ayant sans doute pour partie inspiré les solutions préconisées par la Commission Champsaur. Dans la quatrième, Mme De Cadaran, explique les raisons pour lesquelles, à son sens, le futur mécanisme de régulation devra nécessairement distinguer selon la clientèle fournie au travers de ce dispositif. Enfin, dans la dernière, M. Spector nous apporte un éclairage économique sur ces problématiques. Il souligne, en particulier que, si la solution proposée par la Commission Champsaur semble opportune, sa mise en œuvre devra être minutieusement réglée sous peine de ne pas la voir atteindre l'objectif espéré.

La réglementation des tarifs d'électricité : Un débat énergétique

PROPOS INTRODUCTIFS

Sylvain JUSTIER

Avocat à la Cour

Vincent JAUNET

Avocat à la Cour

1. Si l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité au niveau communautaire est maintenant engagée depuis près de quinze ans (la première directive de libéralisation date du 19 décembre 1996¹), force est de constater qu'il reste encore du chemin à parcourir pour parvenir à la création d'un marché de l'électricité pleinement ouvert.

2. Les États membres et les autorités communautaires en conviennent eux-mêmes et cette situation s'est récemment traduite par l'adoption du troisième "paquet énergie"² dans le courant de l'été 2009 (cf. en particulier la directive 2009/72/CE en date du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE) qui vise à poser de nouvelles étapes dans le processus de libéralisation afin de parvenir à un marché de l'électricité véritablement concurrentiel.

3. S'agissant des questions de tarification, à l'image des précédentes directives, les nouveaux textes communautaires concentrent l'essentiel de leur attention sur la question de l'accès des tiers (c'est-à-dire les producteurs, fournisseurs et clients) aux réseaux de transport et de distribution. La directive 2009/72/CE, qui devra être transposée au plus tard le 3 mars 2011 par les États membres, traite ainsi largement de cette problématique puisqu'elle institue le principe, fort débattu, de la séparation

* Les opinions exprimées, dont l'auteur est seul responsable, sont personnelles et ne représentent pas celles de la Commission de Régulation de l'Énergie. L'auteur remercie Gery Lecerf pour le concours qu'il lui a apporté dans la rédaction de ce texte.

** Les opinions exprimées sont personnelles et n'engagent pas l'Autorité de la concurrence. Par simplicité, le terme "Autorité de la concurrence" utilisé dans l'article désigne également, par endroits, l'ancien Conseil de la concurrence. L'auteur remercie Erwan Le Noan pour son aide précieuse dans la préparation de cet article. L'auteur a également bénéficié de commentaires de Virginie Beaumeunier, Umberto Berkani, Philippe Choné, Thierry Dahan, Pierre Debrock, Julien Neto, Anne Perrot et Fabien Zivy. L'auteur est seul responsable des opinions exprimées.

1 Directive 96/92/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

2 Le troisième paquet s'articule autour des cinq textes suivants :

- Règlement n° 713/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie ;
- Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003 ;
- Règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et abrogeant le règlement (CE) n° 1775/2005 ;
- Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE ;
- Directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE.

patrimoniale entre les activités de gestionnaires de réseaux et les activités de production et fourniture au sein des groupes verticalement intégrés. Elle prévoit toutefois la possibilité de déroger à ce principe, selon deux options distinctes : le mécanisme du “gestionnaire de réseau indépendant”, d’une part, et celui du “gestionnaire de réseau de transport indépendant”, d’autre part, ce dernier schéma faisant référence à la troisième voie voulue par la France et l’Allemagne notamment.

4. Les modalités d’accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution d’électricité et, partant, le tarif de cet accès sont bien évidemment essentiels pour l’ouverture des marchés à la concurrence puisque ces réseaux doivent obligatoirement être empruntés par tout fournisseur souhaitant approvisionner ses clients. Indispensables à l’activité des fournisseurs d’électricité, il n’existe pour autant aucune rationalité économique à les dupliquer, et ce d’autant qu’une telle hypothèse serait peu réaliste au regard des investissements nécessaires. Ces réseaux présentent donc toutes les caractéristiques d’une infrastructure essentielle au sens du droit de la concurrence, justifiant dès lors la mise en place, au bénéfice des tiers, d’un droit d’accès dans des conditions transparentes, non discriminatoires et à un tarif orienté vers les coûts.

5. En France, il revient à la Commission de régulation de l’énergie (CRE) de fixer le niveau du tarif d’utilisation des réseaux d’électricité. L’exercice est délicat et crucial, ne serait-ce qu’à raison de l’importance du coût de l’utilisation des réseaux dans la facture globale d’électricité de chaque consommateur (près de la moitié environ du montant total). La détermination du tarif d’accès (facturé au consommateur soit indirectement par son fournisseur – cas des offres de marché ou au tarif réglementé de vente – soit directement – cas des contrats d’accès aux réseaux) est d’autant plus essentielle que ce tarif doit, d’une part, permettre d’assurer le meilleur service au meilleur prix pour les utilisateurs et, d’autre part, garantir aux gestionnaires des infrastructures de réseaux la couverture de leurs coûts et la possibilité d’investir dans leur entretien et leur développement, élément indispensable notamment pour améliorer les performances et favoriser la sécurité d’approvisionnement.

6. À cet égard, et même si certaines améliorations pourraient encore être apportées au dispositif (notamment en donnant au régulateur, comme le relève M. Dyèvre dans son article, “*la compétence d’approuver le montant global des investissements sur les réseaux de distribution*”) les nouveaux tarifs d’utilisation des réseaux publics d’électricité adoptés par la CRE et applicables depuis le 1er août dernier incluent désormais la mise en œuvre d’une régulation incitative (via la prise en compte des gains de productivité et l’incitation à la réduction du temps de coupure moyen) qui devrait favoriser l’atteinte des objectifs précités.

7. Mais la réglementation tarifaire en matière électrique ne se limite pas aux seuls tarifs d’accès aux réseaux. Elle porte également sur les tarifs de vente de l’électricité, même si le nombre des pays dans lesquels de tels tarifs réglementés sont encore en application tend à diminuer, comme l’illustre l’article de M. Belot.

Dans le cadre d’un marché libéralisé, le maintien de tarifs réglementés peut surprendre. En effet, l’ouverture à la

concurrence prévue par les directives communautaires vise normalement à permettre la fixation des prix par le libre jeu des forces du marché.

En France, le législateur a initialement adopté, à l’occasion de la transposition de la Directive 96/92/CE, un système devant permettre une disparition progressive des tarifs réglementés grâce à un mécanisme de cliquet : tout consommateur qui faisait le choix de la concurrence ne pouvait plus revenir ensuite aux tarifs réglementés.

Cependant, du fait de la forte hausse du prix de l’électricité sur les marchés de gros depuis le milieu des années 2000 et de la défiance des petits consommateurs à l’égard de la concurrence, les pouvoirs publics ont agi ensuite en sens inverse, notamment :

- en créant le tarif réglementé transitoire d’ajustement du marché (TARTAM), tarif spécifique qui bénéficie aux consommateurs professionnels qui ont fait le choix de la concurrence et qui souhaitent revenir aux tarifs réglementés, et
- en remettant partiellement en cause le mécanisme de cliquet par l’introduction, pour les clients résidentiels et les petits professionnels, d’un droit à la “réversibilité” (cf. *Concurrences*, n° 1-2008, p. 184).

8. Comme le mettent en évidence les différents contributeurs du présent dossier, le maintien des tarifs réglementés d’électricité, entraîne un impact réel sur la dynamique concurrentielle des marchés de l’électricité en France. En effet, les tarifs réglementés de vente d’électricité reflètent, en substance, le niveau de coût moyen du parc de production d’EDF, parc composé majoritairement des moyens de production les plus compétitifs (centrales nucléaires et hydrauliques). Ils s’avèrent ainsi inférieurs aux prix d’approvisionnement sur le marché de gros, ceux-ci se déterminant par rapport au coût marginal du moyen de production le plus coûteux nécessaire pour satisfaire la totalité de la demande (dit “moyen marginal”).

9. Or, ainsi que l’explique M. Spector, “*pendant près de 85 % du temps, le moyen marginal de production est beaucoup plus coûteux [que le coût de production de l’électricité issue des centrales nucléaires], qu’il s’agisse de centrales utilisant des énergies fossiles (à base de gaz, charbon ou fioul), d’importations (c’est-à-dire en réalité de centrales utilisant des énergies fossiles à l’étranger), ou de production issue des barrages hydrauliques. En conséquence, le coût moyen de la production française est assez bas (puisque’il est déterminé avant tout par la production nucléaire) mais le coût marginal est presque aussi élevé qu’à l’étranger, parce que le nucléaire n’est que rarement marginal.*” L’évolution comparée des prix sur la bourse de l’électricité Powernext et des tarifs réglementés est, à cet égard, particulièrement édifiante (cf. article de M. Belot).

Dans ce contexte, il est aujourd’hui difficile pour les fournisseurs alternatifs, qui ne disposent pas de moyens de production aussi compétitifs que ceux d’EDF, d’offrir des prix concurrentiels face aux tarifs réglementés de vente d’électricité.

Certes, la concurrence progresse. Ainsi, au 30 juin 2009, plus d'un million de sites de consommation ont opté pour le marché. Cela reste toutefois très faible au regard des 28,5 millions de sites qui bénéficient toujours des tarifs réglementés.

10. La Commission européenne, nullement satisfaite de cette situation et semblant considérer les tarifs réglementés de vente d'électricité comme l'une des principales causes à ces maux, a d'ailleurs engagé deux procédures à l'encontre la France :

- une procédure en manquement pour mauvaise transposition de la directive 2003/54/CE, toujours pendante aujourd'hui ;
- une autre pour violation des règles de concurrence, la Commission considérant que les tarifs réglementés, constituent, en raison de leur trop faible niveau, une aide d'État pour certains profils de consommation.

11. Sur le plan national, l'Autorité de la concurrence comme la CRE ont eu à connaître de cette problématique mais leurs compétences respectives ne leur ont permis d'intervenir que partiellement pour remédier à ces dysfonctionnements.

12. À la différence de la situation prévalant dans le domaine des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, la CRE ne bénéficie que d'une fonction consultative dans le cadre de la fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité. Elle a ainsi rappelé à plusieurs reprises la nécessité que les tarifs réglementés de vente soient fixés de manière à respecter l'obligation posée par l'article 4 de la loi du 10 février 2000 de couverture de l'ensemble des coûts supportés par EDF et les distributeurs non nationalisés au titre de la fourniture d'électricité commercialisée sous ces tarifs.

13. Ces préoccupations ont également été soulignées par l'Autorité de la concurrence dans le cadre de son avis du 27 juillet 2009 concernant le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité, texte qui refond largement le cadre applicable à la fixation des tarifs réglementés de vente et qui devrait permettre de satisfaire à certaines de ces revendications.

14. Pour autant, s'agissant des tarifs réglementés de vente d'électricité, c'est avant tout l'action décisionnelle de l'Autorité de la concurrence qui retient l'attention. Ce constat peut sembler paradoxal car comme le souligne M. Genevaz, les tarifs réglementés "*échappent par voie d'exception à la compétence de l'Autorité de la concurrence*". Dès lors, c'est au travers des comportements d'EDF sur le marché libre que l'Autorité de la concurrence a pu être amenée à se pencher sur la problématique des tarifs réglementés. Les décisions qu'elle a pu rendre à cette occasion (cf. décisions 07-MC-04 du 28 juin 2007 relative à une demande de mesures conservatoires de la société Direct Energie et 07-D-43 du 10 décembre 2007 relative à des pratiques mises en œuvre par Électricité de France) ont été remarquées car elles ont conduit à intégrer la problématique de la production d'électricité dans l'analyse concurrentielle.

15. Ces décisions n'ont cependant pas permis d'apporter une réponse globale aux questions soulevées par les tarifs réglementés de vente d'électricité puisque les comportements

reprochés à EDF s'inscrivaient, uniquement, sur le marché des consommateurs résidentiels et des petits professionnels. En conséquence, les remèdes adoptés ne se sont appliqués qu'à ce seul marché.

16. De manière générale, le droit de la concurrence, s'il est à l'origine d'un certain nombre d'initiatives visant à pallier au déséquilibre structurel existant sur le marché français entre EDF et ces concurrents (on pense ici notamment aux enchères de capacité virtuelle mises en place suite à l'acquisition par EDF de l'entreprise allemande EnBW – cf. Décision de la Commission européenne M.1853 du 7 février 2001. Cette initiative, ainsi que l'explique M. Spector, n'a toutefois pas permis, du fait de ses conditions de mise en œuvre, d'atteindre l'objectif escompté) peine, pour les raisons précitées, à traiter l'ensemble des dysfonctionnements de marché. En effet, si la notion d'infrastructure essentielle peut être retenue s'agissant des réseaux de transport et de distribution, elle est, en revanche, plus délicate à manier s'agissant des outils de production.

Face à cette situation, et sans doute pour éviter d'avoir à faire face à une intervention radicale des instances européennes dans le cadre des procédures précitées, les pouvoirs publics français ont réuni sous l'égide de M. Champsaur une Commission d'experts chargée de formuler des propositions de réorganisation du marché français de l'électricité.

17. Si le diagnostic fait par la Commission Champsaur surprend peu, les remèdes préconisés sont plus novateurs. Ceux-ci s'inspirent pour partie des solutions adoptées par l'Autorité de la concurrence dans le cadre des décisions précitées et visent à apporter une réponse globale au problème posé. C'est en effet la mise en place d'une régulation de l'accès aux capacités de production qui est recommandée par la Commission Champsaur aux pouvoirs publics afin de permettre d'instaurer une véritable concurrence entre EDF et les opérateurs alternatifs.

En premier lieu, s'agissant des tarifs réglementés de vente d'électricité, la Commission Champsaur préconise leur suppression pour les clients industriels, tout en ouvrant la possibilité à tous les fournisseurs d'électricité, et non plus uniquement à EDF, de pouvoir proposer les tarifs réglementés résiduels aux clients résidentiels et petits professionnels.

En second lieu, consciente que ces mesures ne garantiront pas, à elles seules, le développement de la concurrence, la Commission Champsaur propose d'instaurer pour une période transitoire d'une dizaine d'années un droit d'accès à l'électricité de base à un prix régulé reflétant les conditions économiques du parc nucléaire historique d'EDF pour l'ensemble des opérateurs alternatifs.

18. Soucieuse de s'assurer que le mécanisme de l'accès régulé permette d'améliorer la situation du consommateur final et non un partage de la rente nucléaire entre EDF et ses concurrents, la Commission préconise que ce droit d'accès soit réservé, au travers d'un mécanisme d'ajustement *ex post*, aux seules quantités d'électricité nécessaires aux opérateurs alternatifs pour approvisionner leurs clients finals. En outre, afin que l'avantage économique offert par le parc nucléaire d'EDF bénéficie effectivement aux consommateurs français (ce qui

constitue, selon les conclusions de la Commission Champsaur, une condition indispensable pour garantir l'acceptabilité politique des centrales nucléaires sur le territoire national), seules seront prises en compte les quantités d'électricité fournies aux clients situés en France.

19. Un tel mécanisme permettrait ainsi d'harmoniser les coûts d'approvisionnement de tous les opérateurs. La concurrence pourrait dès lors pleinement s'exercer sur l'ensemble des marchés de détail. L'idée sous-jacente défendue dans le rapport Champsaur est que, ce faisant, les opérateurs alternatifs pourraient acquérir une base de clientèle suffisante pour investir dans leurs propres capacités de production. Une fois ces capacités développées, des conditions de concurrence équitables prévaudront alors entre opérateurs et l'accès régulé sera alors supprimé.

Implicitement, ce dispositif permet aussi d'assurer un approvisionnement d'électricité aux industriels avec un niveau de prix plus stable et inférieur à celui du marché de gros.

20. La solution dégagée par le rapport Champsaur, qui est conforme aux principes classiques de dérégulation qui veulent que les remèdes portent d'abord sur les goulots d'étranglement au niveau des marchés de gros avant d'envisager une éventuelle régulation sur les marchés de détail, paraît donc judicieuse.

21. Même au niveau communautaire, la solution est accueillie favorablement dans le cadre d'un accord que l'on pourrait qualifier de "gagnant-gagnant" : la Commission accepte d'abandonner les procédures contentieuses en cours contre une plus grande ouverture du marché français et la fin, programmée, des tarifs réglementés que la Commission appelait depuis longtemps de ses vœux. Reste la question de la clause de destination, évidemment sensible pour des autorités communautaires soucieuses d'éviter les restrictions aux exportations, principe fondamental du marché intérieur. Las, il semble que la Commission se soit laissée convaincre de sa nécessité et la qualifie de clause de sauvegarde plutôt que de destination afin qu'elle lui paraisse plus acceptable.

C'est dans ce contexte qu'un projet de loi sur la nouvelle organisation du marché électrique français, reprenant ces préconisations, est actuellement en cours d'élaboration. Il prévoirait notamment la fin des tarifs réglementés pour les industriels en 2015.

22. Si l'ensemble des contributeurs du dossier se montrent plutôt favorables à l'égard du mécanisme prévu par les conclusions de la Commission Champsaur, certains points d'attention doivent cependant être pris en compte pour en garantir l'efficacité.

M. Spector s'interroge plus particulièrement sur les éventuelles conséquences des plafonds proposés pour le mécanisme de l'accès régulé, considérant que, selon le niveau de plafond retenu, des phénomènes de rationnement pourraient apparaître. Il souligne également que "*les propositions du rapport Champsaur laissent entier le problème des investissements et de la concurrence à long terme*" et estime "*que cette frilosité n'est pas compatible avec le développement de la concurrence à long terme*".

Pour M. Genevaz, "*ce mécanisme posera l'épineuse question de la fixation du prix de cession de l'électricité nucléaire*". Dans ce cadre, l'appréciation de la durée de vie des centrales, qui fait d'ailleurs l'objet ces derniers temps de nombreux débats tant en France que dans d'autres pays d'Europe, Belgique notamment, sera un facteur clé. En effet, cette variable conditionne la durée d'amortissement des coûts fixes, principale composante de coûts d'une centrale nucléaire.

Pour Mme de Cadaran, étant donné les différences existantes entre les différents marchés de clientèle susceptibles d'être approvisionnés au travers de l'accès régulé, "*les modalités de l'offre d'accès régulé préconisées par la Commission Champsaur doivent être différenciées pour chacun des marchés considérés, et en particulier les prix et volumes saisonnalisés ou non, pour ne citer que les modalités principales, doivent être fixés afin de garantir, sur chacun de ces marchés, un développement efficace de la concurrence.*"

Enfin, pour M. Dyèvre, "*un nécessaire aller-retour s'impose bien évidemment entre ces deux débats [celui relatif à la détermination des tarifs réglementés de vente d'électricité sur les marchés de détail et celui concernant les coûts de production du parc nucléaire d'EDF] afin d'éviter des décalages qui nuiraient à la cohérence économique de la future organisation du marché de l'électricité.*"

23. Finalement, si le dispositif envisagé par le rapport Champsaur paraît de nature à assurer dans son principe le développement de la situation concurrentielle sur les marchés de détail puis, à terme, de gros, il n'en reste pas moins que son efficacité ne sera véritablement assurée que si ce dispositif parvient *in fine* à donner un "juste prix" à l'électricité. ■

TARIFICATION DE L'ÉNERGIE SUR LE MARCHÉ RÉGLEMENTÉ ET CONSTITUTION DU PRIX SUR LE MARCHÉ DÉRÉGULÉ

Max BELOT

Directeur exécutif, Summit Energy France

1. La libéralisation du secteur de l'électricité en Europe a été initiée au niveau communautaire en 1996 par une directive qui a donné la possibilité aux 15 États membres d'alors d'ouvrir son marché par étapes. L'achèvement de cette libéralisation est intervenu en 2007. La France a été l'un des derniers pays à ouvrir entièrement son marché alors que, dès 1999, la Grande Bretagne, l'Allemagne et la Suède avaient déjà franchi cette étape.

3. Généralement, le maintien des tarifs réglementés témoigne de la volonté des gouvernements de protéger, pour des raisons politiques ou économiques, certains segments de marché comme l'industrie ou le secteur domestique. Par exemple, en Espagne, jusqu'en juillet 2009, le secteur électrique espagnol était composé de deux marchés laissés au choix du client :

Les différentes étapes de l'ouverture du marché de l'électricité en Europe selon les états membres

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	≥ 2007
Autriche	> 40 GWh	> 20 GWh	Tous				
Belgique Fédéral	> 100 GWh	> 40 GWh	> 20 GWh	1 GWh	> 10 GW		Tous
Flandres			> 20 GWh (11/08)		> 56 kVA (01/01)		
Wallonie			> 20 GWh (25/10)		Tous (01/07)		
Bruxelles			> 10 GWh		10 GWh	Haute Tension (31/12/2004)	Tous
Danemark		> 10 GWh (April)	1 GWh		Tous		
France	> 100 GWh	> 16 GWh			7 GWh (19/02/03)	Tous Sauf domestique	Tous
Finlande		100%					
Allemagne	Tous						
Grèce		30%			35%		
Irlande		4 GWh (30%)		1 GWh (40%)			
Italie		> 20 GWh (1 GWh)		> 9 GWh (1 GWh)	50 000 kWh		
Luxembourg	> 100 GWh		> 20 GWh		> 9 GWh		> 1 GWh (2005)
Pays Bas	> 2 MW			> 3 * 80 A		Tous	
Portugal	> 9 GWh						
Espagne	> 1 GWh	1 kV			Tous		
Suède	Tous						
Royaume Uni	Tous						

Les consommations figurant dans ce tableau expriment le seuil au-dessus duquel les consommateurs d'électricité concernés pouvaient faire jouer la concurrence.

2. L'ouverture des marchés s'est traduite dans de nombreux pays par la disparition des tarifs réglementés et ce mouvement continue encore aujourd'hui. Ainsi la Pologne a abandonné les tarifs réglementés à la fin de l'année 2007. Tout récemment, à la fin juillet 2009, l'Espagne a également fait disparaître les tarifs réglementés pour les professionnels. Désormais, seuls les particuliers ou professionnels avec une puissance inférieure à 10 kW ont encore la possibilité de bénéficier de tarifs réglementés en Espagne.

→ un marché régulé dont les prix étaient actualisés tous les ans par décision gouvernementale.

→ un marché dérégulé avec des prix et des conditions contractualisés entre le fournisseur et le client.

4. Les consommateurs qui choisissaient de s'approvisionner sur le marché libéralisé pouvaient revenir au tarif régulé au bout d'un an (mécanisme dit de réversibilité). Un arbitrage pouvait donc être effectué entre les tarifs réglementés et le prix disponible sur le marché dérégulé.

En effet, ce type d'arbitrage apparaît possible car les logiques et les éléments de constitution du prix sur le marché réglementé, d'une part, et sur le marché dérégulé, d'autre part, ne sont pas les mêmes. Dans les chapitres qui suivent, nous allons rappeler synthétiquement les différences majeures.

I. Tarification de l'énergie sur le marché réglementé

5. En général, les tarifs réglementés sont calculés sur la base d'une méthodologie dite "cost plus" dans le cadre de laquelle les prix vont être fondés sur les coûts qui permettent la production et la fourniture de l'électricité par l'opérateur historique. Les opérateurs historiques bénéficiant d'une forte intégration verticale (ils assument la production, le transport, la distribution et la commercialisation de l'électricité), les prix réglementés en matière d'électricité sont la résultante des coûts suivants :

- production (nucléaire – hydraulique – thermique – énergies renouvelables) ;
- transport sur le réseau interconnecté ;
- distribution ;
- commercialisation ;
- marge bénéficiaire (en général pour rémunérer le coût des capitaux investis).

6. Il est à noter que les tarifs réglementés et leur évolution sont également sujets à des décisions politiques qui prennent en compte d'autres critères que ceux – strictement économiques – exposés ci-avant. Le prix de l'électricité sur le marché dérégulé répond, quant à lui, à une tout autre logique.

II. Constitution du prix sur le marché dérégulé

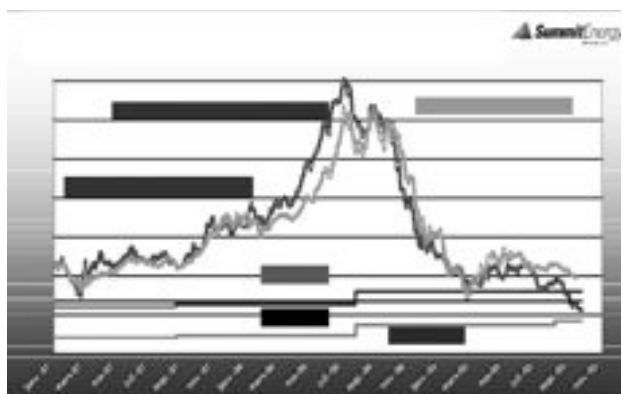
7. Au début de la dérégulation en France, l'ouverture du marché de l'électricité s'est traduite par une compétition frontale entre EDF et les nouveaux entrants, ces derniers cherchant à conquérir des parts de marché pour bénéficier d'un effet de taille, et ce à n'importe quel prix. Cette stratégie développée par plusieurs opérateurs entraîna un mouvement fortement baissier sur les prix, ce qui conduisit à de lourdes pertes financières pour les électriciens engagés dans cette approche. Une telle situation ne pouvait se pérenniser : c'est ainsi que le marché choisit de s'orienter vers une autre direction. Tablant sur une pénurie prochaine des capacités de production en Europe par rapport à une demande croissante, le prix dérégulé s'est mis progressivement à rejoindre les coûts marginaux de production afin d'offrir des prix de marché assurant la rentabilité des investissements réalisés dans de nouveaux moyens de production. Les coûts marginaux de production en Europe sont essentiellement issus du gaz naturel et du charbon. C'est pourquoi le prix d'approvisionnement des fournisseurs sur le marché libre dépend principalement :

- du gaz naturel – des produits pétroliers ;
- du charbon ;
- des quotas CO₂ ;
- de la parité euro/dollar - euro/livre.

8. Le graphique ci-dessous illustre les différences de prix entre marché régulé et marché dérégulé en France, ainsi que la dépendance des prix d'approvisionnement sur le marché libre vis-à-vis des coûts marginaux de production.

9. Face à cette situation, qui a conduit les clients industriels ayant fait jouer leur éligibilité et s'approvisionnant sur le marché libre à subir des hausses importantes de leurs coûts d'approvisionnement en électricité, le gouvernement français a institué en 2007 le TaRTaM – tarif transitoire d'ajustement de marché – afin, temporairement, de permettre aux industriels concernés de ne pas subir l'envolée des prix dérégulés comparés aux tarifs réglementés, ce qui pénalisait ainsi leur compétitivité. Ce tarif transitoire se substitue en effet aux prix négociés dans les contrats dérégulés. Au début de sa création, il coûtait de 20 à 23 % plus cher que les tarifs réglementés (mais s'avérait moins onéreux que le prix sur le marché libre, comme le montre également le tableau ci-dessous). Le TaRTaM doit normalement prendre fin le 30 juin 2010.

10. Pour faire face à cette situation, les industriels gros consommateurs d'électricité comme Air Liquide, Alcan, ArcelorMittal, Arkema, Rhodia, Solvay et UPM-Kymmene ont créé Exeltium, consortium d'achat d'électricité ayant comme objectif pour ces membres d'accéder à des capacités virtuelles de production nucléaires à un prix compétitif pendant une durée de plus de vingt ans. Il s'agit, pour faire simple, de financer une nouvelle tranche de développement nucléaire et d'obtenir, en échange, un coût préférentiel d'approvisionnement en électricité. Le lancement effectif de ce consortium, qui devait initialement voir le jour dans le courant de l'année 2007, a connu plusieurs reports liés à des considérations tant d'ordre concurrentiel (la Commission européenne a sollicité différents aménagements pour éviter une forclusion du marché des gros consommateurs d'électricité) qu'économique (le financement du consortium reposant pour une large part sur l'endettement, la dégradation des marchés financiers au cours des 18 mois a singulièrement compliqué la réunion des fonds nécessaires). Les dernières informations disponibles laissent toutefois penser qu'Exeltium pourrait être prochainement opérationnel.



Suite à la hausse sévère de l'énergie, en particulier celle du charbon et du gaz naturel, le prix dérégulé de l'électricité s'est envolé alors que le prix réglementé est resté très compétitif étant donné la stabilité des coûts de production nucléaire, principale source de production pour l'électricité de base en France.

III. Points forts et points faibles des tarifs réglementés

11. L'analyse des situations rencontrées dans les différents États membres où les tarifs réglementés ont cohabité (ou continuent de cohabiter) avec les prix proposés sur le marché libre permet de dresser un bilan coût/avantage global, que l'on peut résumer de la manière suivante.

12. Les points faibles de la persistance des tarifs réglementés dans un marché dérégulé sont multiples :

→ *Distorsion avec les coûts réels* : Dans certains pays, comme la Bulgarie, les tarifs réglementés ne reflètent même plus les coûts réels encourus par l'opérateur historique car leur évolution dépend de décisions politiques visant à éviter des hausses de prix impopulaires.

→ *Absence de moyens de financement* : Les moyens d'investir dans le renouvellement du parc de production, l'entretien des réseaux et le développement des outils industriels des opérateurs dans le secteur électrique sont restreints ou ne sont plus assurés.

→ *Obstacle à la concurrence entre fournisseurs* : Les tarifs réglementés sont un frein à l'entrée sur le marché et à la pérennité de nouveaux acteurs et donc à la concurrence. En effet, les clients bénéficiant d'un tarif réglementé très compétitif sont difficilement adressables par les fournisseurs alternatifs, sauf à ce qu'ils acceptent de subir de lourdes pertes (situation qui n'est pas viable sur le long terme).

→ *Distorsion de la concurrence entre entreprises* : Il peut y avoir une distorsion de concurrence entre les différentes entreprises en Europe entre celles qui bénéficient de tarifs réglementés très compétitifs et les autres qui sont totalement exposées à la volatilité du marché dérégulé.

→ *Affaiblissement de l'activité sur les bourses d'échanges* : La persistance des tarifs réglementés ainsi que l'apparition du TaRTaM limitent considérablement l'activité des bourses d'échanges comme Powernext, dont la liquidité reste faible.

→ *Obstacle à la formation d'un marché européen de l'énergie harmonisé* : Les tarifs réglementés sont également un frein à la constitution d'un marché européen harmonisé et interconnecté. L'exemple de la Pologne en témoigne : le gouvernement polonais a souhaité conserver les tarifs réglementés. Cette régulation a créé un différentiel de prix si important entre les prix polonais et ceux de ses voisins (début 2007, environ 20 €/MWh) que le régulateur s'est vu dans l'obligation de restreindre substantiellement les

capacités frontalières d'exportation afin d'éviter que la production domestique ne soit valorisée à meilleur prix dans les pays limitrophes. Cette décision a été suivie par une décision encore plus drastique : le régulateur polonais a supprimé fin 2007 les tarifs réglementés, ce qui a permis de réduire à 10 €/MWh la différence de prix entre la Pologne et l'Allemagne.

13. Les tarifs réglementés présentent cependant un certain nombre d'avantages si l'on se place sous un angle différent :

→ *Compétitivité des prix* : Du fait de la méthode de détermination des prix en "cost plus", les tarifs réglementés peuvent être particulièrement intéressants dès lors que la production s'effectue à partir d'une énergie primaire peu chère, ce qui est le cas en France (énergie nucléaire), en Pologne ou dans certains états aux USA (charbon produit localement).

→ *Faible volatilité des prix* : Les tarifs réglementés bénéficient d'une certaine stabilité des prix ou d'une évolution maîtrisée du fait de l'énergie primaire utilisée ou des interventions gouvernementales. Le marché dérégulé présente au contraire une forte volatilité liée à sa dépendance vis-à-vis de commodités comme le gaz ou le pétrole qui sont devenus des marchés fort appréciés par les fonds d'investissement et les banques ; qui y investissent massivement, favorisant ainsi une part spéculative dans la formation des prix.

→ *Référence de prix* : La persistance des tarifs réglementés dans un marché dérégulé permet de disposer d'une référence de prix intéressante pour le client. Ainsi, il peut constater immédiatement le bénéfice qu'il a à contracter en offre de marché. En Espagne, les offres dérégulées en électricité sont également présentées comme une transcription des tarifs réglementés avec une ristourne.

14. Le choix entre des tarifs réglementés et un prix de marché dérégulé dépend ainsi des objectifs qui sont poursuivis par les gouvernements des différents États membres. Dans le cadre d'un marché européen harmonisé et unifié, il semble toutefois que le maintien des tarifs réglementés soit difficile. ■

TARIFICATION, SIGNAL PRIX ET CONCURRENCE, OU COMMENT CONCILIER LES INCONCILIABLES

Éric DYÈVRE*

Commissaire à la Commission de régulation de l'énergie

1. On assigne souvent des objectifs contradictoires à la concurrence, au sujet desquels, dans le cas du système électrique, on est parfois contraint de faire amende honorable. C'est en particulier vrai pour l'épineuse question des vertus de la concurrence en matière de prix³. Pour reprendre des termes chers à David Spector⁴, la concurrence doit se traduire avant tout par l'émergence d'une triple efficacité : une efficacité statique (les moyens de production utilisés en Europe répondent au moindre coût à la demande), une efficacité dynamique (incitations à avoir le bon "mix" de production) et une efficacité de consommation (des signaux de prix qui incitent à tenir compte des vrais prix de production). Dans la structure actuelle du marché de l'électricité, la tarification joue un rôle déterminant dans la composition du prix payé in fine par le consommateur et se doit d'être en phase avec l'exigence d'efficacité du signal prix, tant en matière d'investissements que de maîtrise de la demande d'énergie, le tout devant se faire au bénéfice du consommateur.

2. Cette tarification, d'une part, porte sur les facilités essentielles que sont les réseaux de transport et de distribution d'électricité, et, d'autre part, concerne une majorité de consommateurs dont les contrats sont aux tarifs réglementés de vente d'électricité.

3. Dans le présent article, j'expose les méthodes et les principes de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans l'exercice de tarification des réseaux – exercice qui constitue le cœur même de la régulation des marchés de l'électricité – ainsi que l'élaboration de ses avis sur l'évolution des tarifs réglementés de vente d'électricité.

* Les opinions exprimées, dont l'auteur est seul responsable, sont personnelles et ne représentent pas celles de la Commission de Régulation de l'Énergie. L'auteur remercie Gery Lecerf pour le concours qu'il lui a apporté dans la rédaction de ce texte.

3 C. Mandil, *Décryptages*, n° 5, sept.-oct. 2007, p. 5 : "Quand on a lancé la libéralisation du marché il y a dix ans, on a fait une grosse erreur – et j'en ai ma part – en laissant entendre que la concurrence pourrait faire baisser les prix. Or, c'est faux. Si les prix du pétrole et du gaz augmentent, le coût de l'électricité va augmenter. De même si l'on fait payer les émissions de CO₂. Il n'est donc pas inscrit dans le marbre que la concurrence fait baisser les prix. Elle a surtout un autre effet qui est d'inciter chaque opérateur à mettre en œuvre des solutions de moindre coût. En conséquence, les prix évoluent et donnent ainsi aux consommateurs de bons signaux pour qu'ils ajustent leur consommation ; mais cela ne veut pas dire que les prix vont baisser."

4 *Décryptages*, n° 14, mars-avril 2009, p. 4-5.

I. La tarification de l'utilisation des réseaux de transport et de distribution

1. Une tarification qui doit offrir aux utilisateurs des réseaux le service le plus performant au meilleur prix

4. Aujourd'hui, la part acheminement de l'électricité, qui représente environ la moitié de la facture d'électricité de chaque consommateur particulier, peut être qualifiée de régulée.

5. Dans l'architecture institutionnelle actuelle⁵, la CRE propose les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie qui disposent d'un délai de deux mois pour s'y opposer⁶.

6. Cette tarification de l'utilisation des réseaux résulte de la mise en œuvre du droit d'accès des tiers aux réseaux (ATR) qui est la contrepartie du monopole naturel dont bénéficient les gestionnaires de réseaux. L'ATR doit être offert à tous les utilisateurs des réseaux de transport et de distribution dans des conditions non discriminatoires, transparentes et à un prix équitable.

5 La Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE prévoit que l'Autorité de régulation fixe ou approuve, selon des critères transparents, les tarifs réglementés de transport et de distribution ou leurs méthodologies. En outre, la mention prévoyant que les États membres peuvent prévoir que l'Autorité de régulation soumette à l'organe compétent de l'État membre un projet de décision qu'il peut approuver ou rejeter, a disparu dans la directive 2009/72/CE. Cette suppression – confirmée dans les notes interprétatives de la Commission européenne – pourrait avoir des incidences sur la compétence de la CRE en matière de tarifs ou du moins remettre en cause, a minima, le pouvoir de rejet de l'Autorité ministérielle sur la proposition tarifaire du régulateur.

6 Art. 4 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, *JORF* n° 35 du 11 février 2000, p. 2143.

7. Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) constitue la principale source de revenu des gestionnaires de réseaux d'électricité. Il concrétise la dissociation comptable entre RTE et ERDF, d'un côté, et leur maison-mère, EDF, de l'autre côté, en leur fournissant une recette autonome et contrôlée. Ce tarif intègre les besoins d'investissement des gestionnaires de réseaux en matière de développement, d'amélioration et de sécurisation.

8. Le TURPE est facturé au consommateur, soit indirectement à travers un fournisseur (par les offres de marché ou au tarif réglementé de vente) soit directement (contrats d'accès aux réseaux).

9. Comme la plupart des régulateurs européens, la CRE propose ses niveaux tarifaires de façon à couvrir l'amortissement et la rémunération des capitaux investis. Le cadre de régulation tarifaire qu'elle a adopté élimine toute incitation à sous-investir dans le réseau. Ce cadre répond à l'exigence européenne de couverture des coûts effectivement engagés par le gestionnaire de réseau dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace⁷. Il est particulièrement sécurisant et favorable à l'investissement tout en garantissant aux utilisateurs qu'ils ne paieront que ce qui correspond aux investissements réalisés par les opérateurs. Il fournit aux opérateurs une rémunération des capitaux engagés et un profil de risque limité. De tels éléments sont particulièrement propices à la prévisibilité des flux financiers, prévisibilité d'autant plus appréciable dans le contexte actuel de crise économique et financière.

10. Il serait néanmoins utile que le régulateur dispose des moyens lui permettant de s'assurer que les décisions actionnariales, lorsqu'elles peuvent affecter la solidité financière des opérateurs et leur capacité à mener leurs programmes d'investissement, soient encadrées. Comme l'avait souligné le président de la CRE à l'Assemblée nationale⁸, "*l'évolution de l'endettement et la politique de remontée des dividendes de la maison mère décidée par EDF pourraient entrer en compétition avec les investissements prévus pour améliorer la qualité sur les réseaux*". Dès lors, donner au régulateur la compétence d'approuver le montant global des investissements sur les réseaux de distribution, en complément des compétences naturelles des autorités concédantes, présenterait l'avantage de s'assurer de "*l'adéquation des investissements aux besoins*"⁹. Cela constituerait un des termes du bouclage indispensable de la validité et de l'effectivité des tarifs d'utilisation des réseaux du gestionnaire de réseaux de distribution, élaboré par le régulateur. Une telle compétence constituerait un élément supplémentaire du contrôle de la qualité de distribution de l'électricité, fortement dégradée en raison d'une insuffisance d'investissements durant la période 1998-2005.

2. Un tarif TURPE 3 qui permet de concilier concurrence et efficacité du service public des réseaux d'électricité

11. Entrés en vigueur le 1er août 2009, les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 3) proposés par la CRE répondent aux enjeux des réseaux électriques : maîtriser les coûts d'acheminement, renforcer la qualité d'alimentation et limiter les pointes de consommation, tout en conférant une visibilité accrue aux opérateurs sur quatre ans.

12. Pour répondre aux enjeux en matière de qualité de service et de sécurisation des réseaux, la CRE a accordé une augmentation du revenu des gestionnaires de réseaux, lissée sur 4 ans.

13. Les tarifs ont été augmentés de 3 % en basse et moyenne tension, de 2 % en haute tension. Pendant les trois années qui suivront, l'évolution annuelle de ces tarifs suivra l'inflation, majorée respectivement de 1,3 % et de 0,4 %. En outre, l'écart entre la prévision et le réalisé des charges et recettes non-maîtrisables (par exemple : pertes, investissements) sera pris en compte dans l'évolution tarifaire, dans la limite de -2 % à +2 %.

14. Cette évolution tarifaire inclut la mise en œuvre d'une régulation incitative afin d'offrir le service le plus performant au meilleur coût : les gestionnaires de réseaux sont désormais récompensés s'ils réalisent des gains de productivité sur les charges maîtrisables. Pour éviter que ces gains ne se traduisent par une dégradation de la qualité, les gestionnaires de réseaux sont également récompensés s'ils réduisent le temps de coupure moyen. Cette orientation est confortée par la directive 2009/72/CE (Article 36 § 7) qui prévoit que lors de la fixation ou de l'approbation des tarifs ou des méthodes, les autorités de régulation doivent prendre des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseau de transport et de distribution à améliorer les performances des réseaux, à favoriser l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement et à soutenir les activités de recherche connexes.

15. L'accroissement de l'écart entre les tarifs d'heures pleines et les tarifs d'heures creuses en basse et moyenne tension (horosaisonnalisation) a pour objet d'inciter les clients à réduire les pointes de consommation fortement émettrices de CO₂, conformément aux orientations du Grenelle de l'environnement.

7 Art. 4 du Règlement (CE) n° 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, *JOUE* du 15 juillet 2003.

8 Audition, ouverte à la presse, de M. Philippe de Ladoucette, président de la Commission de régulation de l'énergie, Commission des affaires économiques, de l'environnement et du territoire de l'Assemblée nationale, mercredi 22 octobre 2008, Séance de 11 heures, Compte rendu n° 5, Session ordinaire de 2008-2009.

9 Proposition de la Commission de régulation de l'énergie du 26 février 2009 relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, *JORF* du 19 juin 2009 (num. 140).

Ce document est protégé au titre du droit d'auteur par les conventions internationales en vigueur et le Code de la propriété intellectuelle du 1er juillet 1992. Toute utilisation non autorisée constitue une contrefaçon, élitte pénalement ésanionné jusqu'à 3 ans d'emprisonnement et 300 000 € d'amende (art. 170 et suivants du Code de la propriété intellectuelle) et/ou civilement responsable (art. 1728-1730 du Code de la propriété intellectuelle). Personal use of this document is authorised within the limits of Art. L. 3352 Code de la Propriété Intellectuelle and DM/1/ protection.

II. Tarifs réglementés de vente et concurrence : Quelles convergences ?

1. Des tarifs réglementés de vente qui couvrent mieux les coûts du système électrique

16. En dehors de la part régulée de la facture que paie tout un chacun, et si on laisse de côté les diverses taxes payées par le consommateur, intéressons-nous à la part qui, depuis le 1er juillet 2007, est ouverte à la concurrence pour tous les consommateurs.

17. La France a choisi de maintenir des tarifs réglementés de vente dans un contexte d'ouverture du marché de l'électricité, créant de facto une cohabitation entre prix de marché et tarifs. Une telle cohabitation rend d'autant plus indispensable la justesse de l'exercice de tarification. Comme l'a rappelé récemment l'Autorité de la concurrence¹⁰, *“la possibilité juridique d'appliquer des tarifs réglementés de vente de l'électricité doit tenir compte du fait que ces tarifs interviennent dans un secteur d'activité où désormais la règle est la libre concurrence pour la production et la vente d'électricité au consommateur final, particulier ou professionnel. Le niveau des tarifs réglementés ne doit donc prêter à contestation, ni venir fausser les conditions de concurrence entre l'ensemble des opérateurs sur le marché de la vente d'électricité. Le prix de vente de l'électricité doit donc permettre de couvrir l'intégralité des coûts de production, de commercialisation, de transport et de distribution supportés par le fournisseur, et cet équilibre minimal doit pouvoir être vérifié sur une moyenne période.”*

18. En s'appuyant sur le rôle consultatif que lui confèrent ses avis successifs sur l'évolution des tarifs réglementés de vente d'électricité¹¹, la CRE s'est faite l'avocat d'une construction tarifaire qui respecte une cohérence économique d'ensemble.

19. Elle a demandé, à plusieurs reprises, que les implications des dispositions légales, et notamment celle de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 qui impose que les tarifs réglementés de vente *“couvrent l'ensemble des coûts supportés à ce titre par EDF et les distributeurs non nationalisés”*, soient pleinement prises en compte. La CRE demande, d'une part, une différenciation des évolutions tarifaires entre verts, jaunes et bleus, et, d'autre part, que les défauts importants de la structure actuelle de la tarification soient corrigés, afin de supprimer les distorsions de concurrence qu'ils engendrent.

10 Avis 09-A-43 de l'Autorité de la concurrence du 27 juillet 2009 relatif à un projet de décret concernant les tarifs réglementés de vente d'électricité, p. 5, DGCCRF - BOCCRF n° 8 du 3 août 2009.

11 L'article 4 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 dispose que la CRE formule un avis sur les tarifs réglementés de vente d'électricité Cet avis a pour but de s'assurer que les tarifs couvrent les coûts et ne créent pas de subventions croisées au profit des clients éligibles.

20. Cette demande est appuyée par les préconisations du rapport de la Commission Champsaur publié en avril 2009 qui souligne que *“les tarifs ne transmettaient [...] plus un signal cohérent reflétant les coûts et incitant à la maîtrise des pointes de consommation”*¹².

21. Dans un premier temps, le nouveau cadre établi par le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité a permis d'instaurer une logique *“cost plus”* dans la construction tarifaire plus en phase avec les principes concurrentiels¹³. Pris en application de nouveau cadre, le mouvement tarifaire du 13 août 2009¹⁴ constitue une avancée notable puisqu'il esquisse une construction des tarifs par l'addition des coûts qui le composent. Une telle construction permet aujourd'hui aux tarifs réglementés de vente de mieux couvrir tous les coûts du système électrique.

22. Dans son avis sur l'arrêté du 13 août 2009¹⁵, la CRE a noté avec satisfaction que le nouveau niveau des tarifs permettait de couvrir, pour la première fois, les coûts comptables de fourniture sur chacune des catégories tarifaires bleu, jaune et vert.

23. La CRE a ainsi pu vérifier que la nouvelle structure permettait de corriger la plupart des anomalies qui étaient apparues du fait de la non prise en compte du TURPE dans la construction des anciennes grilles tarifaires. L'évolution en structure renforce la cohérence de l'édifice tarifaire, tout en préservant les comportements rationnels des clients dans leur choix de tarifs.

2. Des coûts qui doivent refléter les conditions économiques du marché interconnecté

24. La CRE a tenu à poser les termes du débat quant à l'approche qui doit présider à la détermination de la part production des tarifs, afin que ceux-ci ne s'écartent pas de la réalité économique et qu'ils s'appuient sur la réalité des coûts effectivement engagés. À ce titre, la CRE a regretté que la méthodologie sous-jacente reste fondée sur les coûts futurs (à un horizon de 15 ans) d'un parc adapté à la demande nationale, qui sont non transparents, incertains et incompatibles avec les nouvelles règles de la concurrence et du marché de l'électricité. Le risque, en avalisant un tel modèle, est d'arrêter des choix irréversibles dès aujourd'hui, alors même que les

12 Rapport de la Commission sur l'organisation du marché de l'électricité présidée par Paul Champsaur, p. 6.

13 Avis 09-A-43 de l'Autorité de la concurrence du 27 juillet 2009 relatif à un projet de décret concernant les tarifs réglementés de vente d'électricité, p. 11, DGCCRF - BOCCRF n° 8 du 3 août 2009.

14 Arrêté du 13 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité, JORF n° 0187 du 14 août 2009, p. 1.

15 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 août 2009 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité, JORF n° 0187 du 14 août 2009, p. 64.

incertitudes pesant sur les hypothèses énergétiques à 15 ans sont nombreuses. En se basant sur un tel modèle, le consommateur n'est pas mis au centre des réflexions mais il est incité à avoir un mode de consommation qui "colle" au plus près aux conditions de ce parc adapté.

25. Dans son avis, la CRE préconise qu'à l'avenir les coûts pris en compte dans la construction de la part production des tarifs reflètent les conditions économiques du marché interconnecté, "à partir du parc de production réel aujourd'hui en fonctionnement, des hypothèses d'investissements et des prévisions d'évolution de la demande sur un horizon de trois à cinq ans". Cette nécessité d'intégrer la dimension interconnectée du marché français résulte bien évidemment de la nécessaire intégration des marchés européens. Elle prend également en compte une réalité tangible puisque, comme la CRE l'a souligné dans son premier rapport de surveillance des marchés de gros, les prix sur les marchés frontaliers ont eu une influence importante sur le prix français, qu'ils ont d'ailleurs déterminé pendant 20 à 25 % des heures de l'année 2007¹⁶.

26. Au-delà de ce débat d'experts sur la méthodologie de détermination des coûts dans le cadre des tarifs réglementés de vente, se profile le débat issu des propositions de la Commission Champsaur dans lequel la question des coûts de production est centrale. Un nécessaire aller-retour s'impose bien évidemment entre ces deux débats afin d'éviter des décalages qui nuiraient à la cohérence économique de la future organisation du marché de l'électricité.

III. Conclusion

27. Ce bref état des lieux sur les enjeux actuels en matière de tarification m'amène à tirer deux conclusions d'ordre général.

En premier lieu, la justesse de la tarification s'inscrit, au-delà même du cadre concurrentiel, dans une évolution de long terme consistant à rompre avec un scepticisme à l'égard de l'efficacité du prix sur les comportements que d'aucuns, à l'instar de Marcel Boiteux¹⁷, associent à une certaine tradition française. Il s'agit tout simplement d'admettre qu'un bon système de prix permet d'optimiser, c'est-à-dire d'obtenir le meilleur compromis entre les besoins et les ressources.

En second lieu, on peut constater que les évolutions à venir (mise en place de l'accès régulé à la base prévu dans le rapport Champsaur) et les permanences (tarification de l'utilisation des réseaux et maintien de tarifs réglementés de ventes déterminés selon une nouvelle mécanique institutionnelle) tendent à conférer au régulateur un rôle de plus en plus déterminant dans le processus d'ouverture des marchés de l'électricité. Il se rapproche ainsi d'une des acceptions de la régulation, qui "peut se définir comme l'art de donner à chacun des opérateurs la part qui lui revient et d'assurer l'équilibre entre tous. Il s'agit, par exemple, de protéger les nouveaux entrants contre la puissance de l'opérateur historique ou de vérifier, voire d'imposer a priori, le caractère équitable des prix que celui-ci propose aux autres"¹⁸.

16 Rapport de surveillance de la CRE sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel en 2007, janvier 2009.

17 M. Boiteux, Entretien, *Cahiers de l'évaluation*, n° 2, septembre 2008, "Calculer pour décider", Conseil d'analyse stratégique, p. 5 : "Les prix ont des conséquences sur les choix. Il faut le répéter indéfiniment car, en France, les gens ne le croient pas."

18 M-A. Frison-Roche, "Les différentes définitions de la régulation", *Petites affiches*, 10 juillet 1998, n° 82, p. 5.

LIBÉRALISATION ET RÉGLEMENTATION DES TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ

Simon GENEVAZ*

Rapporteur à l'Autorité de la concurrence

1. L'objectif de la libéralisation du secteur de l'électricité est de "sécuriser des fournitures d'énergie à des prix compétitifs [afin] d'assurer la croissance et le bien-être des consommateurs dans l'Union européenne"¹⁹. Plus de deux ans après la libéralisation complète du secteur, les consommateurs restent sceptiques : la plupart des consommateurs préfèrent continuer à acheter leur électricité à EDF qui la vend en monopole à des tarifs réglementés par l'Etat, plutôt que d'opter pour des fournisseurs qui vendent l'électricité à des prix libres. Les prix observés sur les marchés libres tendent aujourd'hui à dépasser les tarifs réglementés et les industriels qui avaient initialement opté pour un approvisionnement de marché ne peuvent pas revenir sur ce choix, ce qui a conduit à l'élaboration de tarifications intermédiaires transitoires²⁰. Cet ensemble, qui comporte des prix disparates pour un produit homogène, l'électricité, semble réduire l'alternative du consommateur au choix entre des tarifs réglementés qui lui garantissent un faible coût d'approvisionnement et des prix libres qui lui promettent l'inverse.

2. Cette alternative morose suscite des critiques à l'égard du processus de libéralisation, perçu comme source de risques pour le consommateur. Or, les acheteurs d'électricité sont avertis aux risques, qu'il s'agisse de risques tenant aux défaillances d'approvisionnement ou découlant de la volatilité des prix. La gestion de ces risques relève d'une problématique située en amont puisqu'ils tiennent à la fois à la composition du parc de production et à son adéquation à la demande. Le régime libéralisé a cependant été mis en place en occultant la question de la spécificité des parcs de production et n'a pas permis, en France, l'instauration de conditions de marché permettant aux nouveaux opérateurs du secteur d'animer la concurrence. Cette lacune conduit à une réforme en cours du système de tarification, inspirée d'un rapport rendu en avril dernier par une commission présidée par M. Champsaur sur les évolutions souhaitables pour le marché de l'électricité en France. L'Autorité de la concurrence a joué un rôle pionnier dans ce contexte, à la fois dans l'appréhension de la dynamique propre à la dualité tarifaire du secteur (I.), dans l'analyse des conditions de l'émergence d'une réelle concurrence (II.) et dans l'élaboration de mécanismes destinés à en assurer le développement, dont s'inspire la réforme actuelle (III.).

19 Rapport final de la Commission européenne sur l'enquête concernant les secteurs du gaz et de l'électricité, 10 janvier 2007, p. 4 (traduit de l'anglais).

20 Le "tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché", mis en place en 2006, permet aux clients ayant souscrit une offre de marché de demander l'application d'un tarif d'ajustement plafonné par rapport aux tarifs réglementés jusqu'en juin 2010.

* Les opinions exprimées sont personnelles et n'engagent pas l'Autorité de la concurrence. Par simplicité, le terme "Autorité de la concurrence" utilisé dans l'article désigne également, par endroits, l'ancien Conseil de la concurrence. L'auteur remercie Erwan Le Noan pour son aide précieuse dans la préparation de cet article. L'auteur a également bénéficié de commentaires de Virginie Beaumeunier, Umberto Berkani, Philippe Choné, Thierry Dahan, PierreDebrock, Julien Neto, Anne Perrot et Fabien Zivy. L'auteur est seul responsable des opinions exprimées.

I. L'impact des tarifs réglementés dans la concurrence

3. La coexistence de tarifs réglementés et de prix libres conduit à un fonctionnement de marché dont la particularité a été mise en exergue par l'Autorité de la concurrence. Celui-ci est avant tout marqué par le fait que "la possibilité juridique d'appliquer des tarifs réglementés de vente de l'électricité doit tenir compte du fait que ces tarifs interviennent dans un secteur d'activité où désormais la règle est la libre concurrence pour la production et la vente d'électricité au consommateur final". La libéralisation implique donc que, si des tarifs sont maintenus, leur niveau "ne doit [...] pas prêter à contestation, ni venir fausser les conditions de concurrence entre l'ensemble des opérateurs sur le marché de la vente d'électricité"²¹. Les obligations de transparence et de couverture des coûts par les tarifs réglementés sont donc des conditions essentielles à l'absence de toute distorsion du fonctionnement du marché libre puisque les tarifs réglementés constituent, en pratique, une référence qui permet aux consommateurs d'évaluer l'intérêt des prix proposés sur le marché.

4. Dans le cadre contentieux, l'action de l'Autorité de la concurrence porte sur les comportements adoptés par les entreprises sur le marché libre. L'Autorité a ainsi récemment été amenée à examiner et remédier à plusieurs types de pratiques mises en œuvre par l'opérateur historique par voie d'injonctions ou d'engagements. L'Autorité a ainsi remédié, à titre conservatoire ou au fond, à des problèmes d'opacité dans les relations contractuelles entre EDF et ses clients, à une pratique de ciseau tarifaire et à des comportements procédant de la confusion entre les activités d'EDF sur le secteur réglementé et sur le marché libre²².

5. Les tarifs réglementés, cependant, échappent par voie d'exception à la compétence de l'Autorité de la concurrence. En effet, les pratiques tarifaires d'une entreprise dominante ne sont soumises au droit de la concurrence que si elles résultent d'un comportement autonome. Or un comportement n'est pas autonome au sens des règles de concurrence lorsqu'il est

21 Aut. Conc., avis n° 09-A-43 du 27 juillet 2009 relatif à un projet de décret concernant les tarifs réglementés de vente de l'électricité, JORF n° 186 du 13 août 2009.

22 Cons. Conc., déc. n° 07-MC-01 du 25 avril 2007 relative à une demande de mesures conservatoires de la société KalibraXE ; déc. n° 07-MC-04 du 28 juin 2007 relative à une demande de mesures conservatoires de la société Direct Energie ; et Aut. Conc., déc. n° 09-MC-01 du 8 avril 2009 relative à la saisine au fond et à la demande de mesures conservatoires présentée par la société Solaire Direct.

imposé aux entreprises par la législation nationale ou lorsque celle-ci a éliminé toute possibilité de comportement concurrentiel de leur part²³. La vente d'électricité à des tarifs réglementés, fixés par la loi et le règlement, ne constitue donc pas un comportement susceptible d'entraîner en lui-même une infraction aux dispositions sur les pratiques anticoncurrentielles²⁴, puisque EDF ne maîtrise ni le niveau des tarifs réglementés, ni leurs bénéficiaires, et puisque aucun consommateur n'est obligé d'exercer les droits que lui confèrent les textes de libéralisation.

Dans ce contexte, l'Autorité a été amenée, avec la libéralisation du secteur, à examiner les problématiques spécifiques posées par la composition du parc de production français pour le développement de la concurrence.

II. La tarification de l'électricité et les conditions pour l'émergence d'une réelle concurrence

6. La tarification de l'électricité, que l'on parle des tarifs réglementés ou des prix libres, est une question de production. Le prix de l'électricité vendue au consommateur final comprend trois composantes : le prix de l'énergie, pour environ 50 %, le prix du transport et de la distribution, pour environ 45 %, et le coût de la commercialisation, pour environ 5 %²⁵. Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution étant régulés, la libéralisation concerne 55 % du prix facturé au consommateur final. Le coût de la production d'électricité représente la majeure partie de ce prix.

7. Le rôle du coût de production de l'électricité dans la formation du prix diffère sur le marché et dans le cadre du monopole légal. Théoriquement, quand le producteur vend sur un marché concurrentiel, le "prix de marché" reflète le coût marginal de production. Le coût marginal, dans l'électricité, est celui de la dernière centrale utilisée pour satisfaire la demande à un moment donné. Or la production d'électricité est assurée par un parc très divers, et les différentes centrales sont utilisées selon une séquence d'empilement en fonction croissante de leur coût marginal.

8. Dans ce cadre, l'Autorité de la concurrence a relevé que l'exploitation du parc de production nucléaire conférerait à EDF un avantage compétitif déterminant. En effet, la production des centrales hydrauliques "au fil de l'eau" et des centrales nucléaires s'effectue actuellement à des conditions économiques caractérisées par un coût marginal et un coût moyen de développement significativement inférieurs à ceux des techniques de production concurrentes. Ces moyens de production sont donc utilisés en France pour une production "en base", c'est-à-dire une puissance appelée en permanence.

23 TPICE, 10 avril 2008, *Deutsche Telekom*, aff. T-271/03, Rec. p. II-477.

24 En revanche, l'action de l'Etat français est examinée au titre des dispositions sur les aides d'Etat. Deux procédures en cours concernant les tarifs réglementés français pourraient être clôturées avec la réforme.

25 Ces chiffres correspondent à des ordres de grandeur.

Les autres moyens de production, dont les coûts variables sont plus élevés, sont utilisés pour la production de "semi-base" et de "pointe". Il s'agit en majorité des centrales thermiques au gaz, au charbon ou au fioul, dont le coût reflète le prix des énergies fossiles utilisées. Puisque ces centrales sont également celles dont le coût marginal de production est le plus élevé, elles déterminent le prix de marché. Ceci explique que le coût marginal de production des centrales nucléaires ne détermine pas le prix, bien que ces centrales assurent environ 80 % de la production nationale, puisqu'elles sont rarement marginales.

9. Or, EDF contrôle la filière nucléaire ainsi que 77 % des capacités hydrauliques et 58 % des autres moyens de production du parc français. Les conséquences de cet état de fait pour le prix payé par les consommateurs sont différentes selon que l'on se place sur le marché libre ou sur le secteur réglementé :

→ sur un marché libre, la tarification au prix marginal devrait dégager une rente à tout producteur "infra-marginal" (c'est-à-dire exploitant une centrale dont le coût marginal est inférieur à celui de la dernière centrale utilisée). Cette rente ricardienne découle du fait que le prix doit couvrir le coût marginal d'unités de production plus chères utilisées dans le même temps pour satisfaire la demande. Donc, si l'hydraulique et le nucléaire ne couvrent pas toute la demande, EDF dégage une rente. Cette rente, qui découle du fonctionnement du marché et de la rareté des centrales infra-marginales, bénéficie au producteur infra-marginal ;

→ sur le marché réglementé, en revanche, les tarifs ne sont pas déterminés selon une logique de maximisation des profits d'EDF. Les tarifs réglementés, qui résultent d'une politique tarifaire historique engagée lors de la nationalisation et d'un objectif légal de couverture des coûts moyens totaux de la production, font bénéficier le consommateur final de l'avantage de coût tiré de l'importance du parc nucléaire.

10. La libéralisation a cependant été mise en place dans un contexte où le libre accès à la production nucléaire n'est pas assuré, ce qui pose un double problème.

Premièrement, l'instauration de la libre concurrence au niveau de la production n'a de sens que si les opérateurs peuvent exploiter des mix énergétiques comparables. Or la filière nucléaire, qui s'est développée à partir des années 1970 dans le contexte du monopole légal de production et de fourniture, est marquée par de très fortes barrières à l'entrée (énormes coûts fixes, rareté des sites adaptés, barrières réglementaires) et l'équilibre offre/demande n'appelle pas le renouvellement massif du parc à court terme. On ne peut donc pas prévoir de développement rapide de la concurrence dans la production de base en France. L'importance de cette filière dans le mix énergétique français pose donc la question de l'accès des nouveaux opérateurs au nucléaire dans un contexte libéralisé.

Deuxièmement, l'ouverture du marché ne peut se contenter d'entraîner la disparition de toute régulation en faisant l'impasse sur la question de la production. Une telle situation priverait brutalement le consommateur final du bénéfice d'une tarification au coût moyen. Elle pourrait certes conduire à l'apparition de multiples détaillants d'électricité qui pourraient se faire une concurrence intense. Mais ceci ne modifierait en rien la question structurelle posée par l'état du parc de

production et, en l'absence de concurrence pour l'essentiel de la production, ne conduirait qu'à développer la concurrence sur une infime partie du prix payé par le consommateur final. Au demeurant, une telle solution dénaturerait l'objectif de la libéralisation, qui ne postule aucunement l'abandon de la protection des consommateurs d'électricité.

Cependant, il est remarquable que, jusqu'à une période récente, l'attention portée à la transition vers le fonctionnement concurrentiel des marchés a largement occulté la question de la production. L'intervention de l'Autorité de la concurrence pour traiter les problèmes apparus sur les marchés récemment libéralisés a permis d'intégrer cette problématique dans l'analyse concurrentielle.

III. La réforme de la tarification de l'électricité et l'action de l'Autorité de la concurrence

11. La réforme de la tarification de l'électricité recommandée par la Commission Champsaur vise à combler les lacunes du régime actuel en adaptant la structure des tarifs à celle du parc de production national. La réforme est donc centrée autour de l'organisation d'un accès régulé de l'ensemble des fournisseurs d'électricité en France à de l'électricité de base à un prix reflétant *“la réalité des coûts complets du parc historique de production nucléaire”*, pour une période transitoire d'une dizaine d'années afin de placer tous les fournisseurs d'électricité sur un pied d'égalité. Le rapport Champsaur associe cette mesure à quatre recommandations : (i) l'encouragement de l'investissement des opérateurs dans les moyens de production de pointe ; (ii) la disparition des tarifs réglementés de détail aux clients industriels, au motif qu'ils sont capables de faire jouer la concurrence pour se fournir en électricité ; (iii) la modification des tarifs réservés aux petits professionnels et aux clients résidentiels, qui pourraient être proposés par tous les fournisseurs et dont la part énergie serait calculée *“par addition d'un prix reflétant les coûts de production de l'électricité en base aux conditions économiques du parc historique [et] les prix de marché pour le reste de l'approvisionnement”* ; et (iv) la mise en place de mesures d'ajustement *ex post* assurant que l'électricité nucléaire acquise par les nouveaux fournisseurs correspond exactement à leur portefeuille de clients finals servis en France.

Cette solution est inspirée d'engagements acceptés par le Conseil de la concurrence en 2007 dans une affaire relative à un ciseau tarifaire résultant de l'écart entre le prix facturé par EDF à Direct Energie dans un contrat d'approvisionnement en gros et le prix de détail librement fixé par EDF pour la vente d'électricité aux clients petits professionnels et résidentiels. Ces engagements consistaient dans la vente de contrats d'approvisionnement de long terme aux nouveaux entrants à un prix non-*“squeezeant”* et adossé sur le parc nucléaire d'EDF²⁶.

12. Le rapprochement de la démarche alors retenue par le Conseil et de celle aujourd'hui adoptée par le rapport Champsaur aboutit à deux constats.

Le premier est celui de la cohérence. Comme le Conseil avant elle, la Commission Champsaur reconnaît que le développement de la concurrence nécessite à la fois d'organiser l'accès des nouveaux fournisseurs à l'électricité d'origine nucléaire et de contrôler que celle-ci est bien vendue sur le marché de détail. En effet, permettre à l'ensemble des fournisseurs d'accéder au parc nucléaire aboutit à leur donner l'opportunité de gérer un mix de coûts de production similaire. Mais l'objectif poursuivi n'est pas de partager la rente nucléaire entre EDF et ses concurrents, il est d'améliorer la situation du consommateur final. Pour s'en assurer, le rapport Champsaur préconise la mise en place d'un mécanisme d'ajustement *ex post* pour neutraliser l'effet d'aubaine que représenterait la vente sur le marché de gros de l'électricité nucléaire acquise par les concurrents d'EDF à un tarif de cession régulé, puisque ceci priverait les clients finals du bénéfice de l'activité concurrentielle. Le rapport s'inspire en cela du mécanisme mis en place dans les engagements acceptés par le Conseil de la concurrence en 2007.

Le rapport Champsaur préconise également le maintien de tarifs réglementés pour les consommateurs résidentiels et petits professionnels reflétant, pour la base, le coût de production nucléaire. Ceci constituerait un *“filet de sécurité”* pour ces consommateurs, en imposant aux fournisseurs de les faire bénéficier de l'avantage de coût tiré de l'accès régulé au nucléaire.

Le second constat est celui d'une différence marquée entre le dispositif recommandé par le rapport Champsaur et la solution retenue par le Conseil de la concurrence en 2007 pour l'organisation de l'accès à la production nucléaire. Alors que les engagements validés par le Conseil aboutissaient à la vente de contrats d'approvisionnement par le biais d'enchères, le rapport Champsaur recommande l'instauration d'un simple droit de tirage sur le parc historique d'EDF. Or, le système adopté par le Conseil entraînait un coût supplémentaire pour les acquéreurs d'électricité de base par rapport au seul coût de l'énergie – le coût de l'enchère – assimilable au coût d'un investissement consenti par un opérateur qui entend s'installer durablement sur le marché. La participation aux enchères supposait donc que les acquéreurs potentiels de l'électricité nucléaire évaluent leur intérêt à enchérir au regard d'une stratégie commerciale de long terme, et excluait les opérateurs n'envisageant pas leur entrée sur le marché de manière pérenne. Le système adopté par le Conseil n'était donc pas adapté aux opérateurs souhaitant simplement *“faire un coup”* avant de se retirer du marché. En outre, un système d'enchères présente, en soi, l'avantage d'être un mode d'allocation *“de marché”* qui implique la confrontation d'une offre et d'une demande dans un cadre concurrentiel.

13. Le système recommandé par le rapport Champsaur fait au contraire prévaloir un mécanisme régulé sur un mécanisme concurrentiel pour l'accès des nouveaux entrants au nucléaire. S'il est adopté par le législateur, ce mécanisme posera l'épineuse question de la fixation du prix de cession de l'électricité nucléaire. Mais quels que soient les choix faits à cet égard, ce système fera d'EDF le *“château d'eau nucléaire”*²⁷ des nouveaux fournisseurs d'électricité et tendra à instaurer un modèle de marché tourné vers la commercialisation dans lequel la majeure partie du prix sera re-régulée. Les nouveaux fournisseurs d'électricité seront donc désormais responsables des promesses faites par la libéralisation aux consommateurs finals. Pourvu qu'ils les tiennent. ■

26 Cons. Conc., déc. n° 07-D-43 du 10 décembre 2007 relative à des pratiques mises en œuvre par Électricité de France.

27 Cette expression est empruntée au rapport Champsaur qui explique, dans un autre contexte, que *“la France n'a pas vocation à devenir le « château d'eau nucléaire » de l'Europe”* (p. 14).

LA JUSTIFICATION D'UNE RÉPONSE SECTORIELLE DÉDIÉE AU MARCHÉ RÉSIDENTIEL

Anne DE CADARAN

Secrétaire général, Direct Energie

1. Le droit de la concurrence autorise le recours à la réglementation *ex ante* en l'absence de concurrence effective sur un marché pertinent, qui peut prendre la forme d'un véritable cadre sectoriel ou de mesures plus ponctuelles. À cet effet, il préconise des méthodes pour définir les marchés à considérer et évaluer la puissance d'une ou plusieurs entreprises, et vérifie que les mesures envisagées sont adaptées aux objectifs à atteindre.

Trois critères sont généralement utilisés :

- En premier lieu, le critère tenant en la présence de barrières élevées et non provisoires à l'entrée, qu'elles soient de nature structurelle, légale ou réglementaire.
- Le second critère consiste à admettre uniquement les marchés dont la structure ne présage pas d'évolution vers une situation de concurrence effective. Il s'agit d'examiner quelle est la situation de la concurrence au-delà des barrières à l'entrée.
- Enfin, le troisième critère réside dans l'incapacité du droit de la concurrence à remédier à lui seul à la ou aux défaillances identifiées du marché.

2. Les réglementations sectorielles sont établies à l'aune de cette analyse, et actualisées en fonction du développement effectif de la concurrence sur les marchés considérés. Ainsi, dans le secteur des communications électroniques, les paquets successifs de libéralisation ont traduit l'allègement de la réglementation sectorielle *ex ante* au fur et à mesure de l'intensification de la concurrence sur les marchés, mesurée à l'issue d'analyse de marchés.

3. Les conclusions de la Commission Champsaur²⁸ s'inscrivent dans cette dynamique et proposent de mettre en place des mesures sectorielles spécifiques pour répondre à des préoccupations de concurrence constatées par plusieurs autorités de la concurrence sur les marchés de détail libéralisés en droit et pour le dernier segment (celui des consommateurs) en juillet 2007.

²⁸ Commission d'experts missionnée par les ministres de l'Énergie et de l'Économie, réunissant des parlementaires, des personnalités qualifiées et présidée par Monsieur Paul Champsaur, précédemment président de l'Autorité de régulation des communications électroniques, afin de formuler les propositions de réorganisation du marché français de l'électricité. La Commission a remis son rapport le 24 avril 2009.

4. Ainsi, la Commission européenne a dénoncé plusieurs dysfonctionnements du marché de détail de la fourniture d'électricité. Le 13 juin 2007, la Commission a ouvert une enquête approfondie portant sur les "tarifs standards" et les "tarifs de retour" applicables aux entreprises qui se situent dans les catégories des consommateurs d'électricité "grands" et "moyens"²⁹. Le champ de cette enquête a été étendu le 10 mars 2009³⁰. En parallèle, une procédure d'infraction contre la France au sujet des tarifs réglementés applicables aux entreprises estimant qu'ils pourraient contrevenir à la directive 2003/54/CE sur le marché intérieur de l'électricité³¹.

5. Saisies de plusieurs contentieux, l'Autorité de la concurrence nationale a quant à elle été amenée à caractériser ces dysfonctionnements. Elle a ainsi établi dans sa décision 07-D-43 du 10 décembre 2007³² "*la situation particulière du marché français, non transposable à la plupart des autres marchés nationaux en Europe du fait, en premier lieu, de la part prépondérante de la production nucléaire dans la production nationale*"³³. Elle souligne que cette filière est "*concentrée dans la main d'une seule entreprise*", "*situation qui n'est pas appelée à évoluer à court ou moyen terme parce que l'entrée dans cette filière est limitée par l'existence de barrières économiques*".

En incidente, elle remarque que cet acteur, "*seul opérateur capable de couvrir ses ventes de détail en recourant intégralement à ses propres moyens de production, notamment nucléaires, est seul économiquement en mesure de pratiquer un prix de détail déconnecté des prix de gros*"³⁴ confirmant du même coût la puissance de marché, si ce n'est plus.

6. Enfin, elle établit un lien entre cette puissance de marché sur la production nucléaire et les conséquences notables sur le marché de détail et indique : "*Il en résulte que, étant donné la structure du parc de production français et le fonctionnement*

²⁹ Voir IP/07/815.

³⁰ IP/O9/376.

³¹ IP/06/1768.

³² Décision du 10 décembre 2007 relative à des pratiques mises en œuvre par Électricité de France.

³³ Considérant 104 de la décision 07-D-43.

³⁴ Considérant 39 de la décision 07-D-43.

économique du marché de gros, les opérateurs alternatifs, dont les activités de production sont limitées à la production de semi-base et de pointe, éprouvent des difficultés à obtenir un approvisionnement en base suffisant pour soutenir une activité viable sur le marché de détail’.

7. En approuvant les engagements proposés dans le cadre de cette procédure, qui consistent à offrir aux fournisseurs des consommateurs et des petits professionnels sur le marché français des conditions d’approvisionnement en base à des prix dérogatoires des prix du marché de gros elle a posé les fondements du mécanisme recommandé aujourd’hui par la Commission Champsaur.

8. La question n’est désormais plus de savoir si un accès régulé à la production nucléaire est légitime, ce qui n’est plus contesté, sur le plan juridique ou politique, mais si l’on peut identifier des marchés pertinents distincts justifiant que les modalités (prix, volume, forme du produit) de l’accès régulé soient spécifiques à ces marchés.

Nous ne répondrons sans doute pas à l’ensemble du sujet, mais nous souhaitons néanmoins apporter un éclairage utile à la définition des marchés pertinents à considérer.

I. Une analyse de marchés qui n’est pas figée du point de vue communautaire

9. Dans une enquête sectorielle ouverte en 18 juillet 2007³⁵, la Commission européenne a adressé des questionnaires aux fins de préciser plusieurs notions et notamment les définitions de marché.

Concernant les marchés de détail, la Commission propose de définir trois marchés, “grands industriels, sites dont la consommation s’élève à 7 GWh/an”, “petits industriels et commerciaux, sites dont la consommation s’élève à moins de 7 GWh/an” et “clients résidentiels”, par référence à deux critères : d’une part l’exercice ou non par ces utilisateurs de leur éligibilité, d’autre part par référence à un volume annuel de consommation générique.

10. Nous ne nous prononcerons pas sur la recevabilité de ces critères mais remarquons que la Commission indique se fonder sur sa décision M4180 SUEZ/GdF en date du 14 novembre 2006³⁶ autorisant la fusion de Suez et Gaz de France³⁷ et en souligne par là même les limites : la décision date de novembre 2006, et est donc antérieure à l’ouverture du marché des résidentiels, et reste très influencée par la structuration des marchés de détail du gaz.

35 Affaire comp 39386 concernant le verrouillage présumé du marché français de l’électricité par EDF par l’utilisation de contrats de fourniture à long terme avec de gros acheteurs industriels d’électricité. Annexe II Questionnaire Concurrents.

36 http://ec.europa.eu/comm/competition/mergers/cases/decisions/m4180_20061114_20600_fr.pdf.

37 Note de bas de page 1.

Plus récemment elle précisait dans une décision de non-opposition à une opération de concentration COMP/M.4994 – Electrabel/Compagnie nationale du Rhône en date du 29 avril 2008³⁸, que “la question de savoir si la fourniture d’électricité aux sites moyens, d’une part, et la fourniture d’électricité aux petits sites, d’autre part, constituent deux marchés séparés peut être laissée ouverte car cela ne modifie pas les conclusions de l’analyse”³⁹.

Les marchés pertinents de détail de l’électricité restent, du point de vue communautaire, et en conséquence à définir.

II. Une analyse qui identifie deux marchés distincts : “Entreprises” et “résidentiels et petits industriels et commerciaux”

11. Dans son rapport remis le 24 avril 2009⁴⁰, la Commission Champsaur a clairement identifié des caractéristiques différentes du fonctionnement concurrentiel de ces segments, du côté de la demande⁴¹ tenant à la différence d’élasticité de la demande au prix, et renforcé par un procédé de comptage techniquement différencié qui ne permet pas aux résidentiels de faire pleinement jouer la concurrence.

Ces différenciations sont confortées par une structuration différente de l’offre, et des considérations réglementaires qui montrent sans ambiguïté que les marchés résidentiels et entreprises constituent, au moins à moyen terme, deux marchés pertinents distincts.

1. Les différences du point de vue de la demande

12. Comme le souligne la Commission Champsaur, la différence la plus essentielle réside dans la technologie des compteurs situés chez le client qui structure, durablement, la demande.

On distingue deux catégories de clients : ceux dont la consommation est télé-relevée (> 250 kVa), ceux dont la consommation est profilée (< 250 kVa). Dans cette catégorie, coexistent deux sous-segments structurés par des niveaux de consommations décroissants, et surtout, là encore, par des dispositifs de comptage et de relève différents :

→ les entreprises (entre 36 et 250 kVa) dont le dispositif de comptage et la fréquence des relèves permettent de traduire la saisonnalité été/hiver ;

38 http://ec.europa.eu/competition/mergers/cases/decisions/m4994_20080429_20310_fr.pdf.

39 Note de bas de page 8.

40 http://www.developpement-durable.gouv.fr/article.php3?id_article=4864.

41 Notes 31 et 32 du rapport.

→ le marché de masse, comprenant les résidentiels et les très petites entreprises (inférieures à 36 kVa) dont les dispositifs de comptage ne le permettent pas.

13. La Commission Champsaur développe la conséquence la plus évidente de cette situation : une élasticité totalement indifférente au prix.

Elle souligne ainsi, à juste titre que la *“technologie de comptage existante ne permet pas aux petits consommateurs de connaître précisément leur consommation électrique et par conséquent de faire pleinement jouer la concurrence. Aujourd’hui, deux tiers des ménages français possèdent un compteur électrique mécanique, qui est paramétré pour distinguer au maximum deux périodes de consommation”*.

À l’inverse, la Commission constate que les industriels *“sont notamment en mesure de différencier les offres des fournisseurs parce qu’ils peuvent connaître précisément, heure par heure, leur consommation”*.

14. Cette différence n’est pas amenée à disparaître avec l’extension du télé-relevage prévue dans les années à venir. En effet, même si l’élasticité de la consommation de chaque client était totalement révélée par un dispositif de comptage et de contrôle adéquat, elle n’en serait pas pour autant égale entre catégorie de clients.

Ce dernier point est lié à la forte saisonnalité de la consommation des clients du marché de masse, du fait de l’utilisation importante du chauffage électrique, est un caractère durable. Ce caractère les distingue des clients industriels dont le profil de consommation est plus régulier voire plat. Les deux demandes ne sont donc pas substituables par leur forme. Ceci peut être rapproché de la décision n° 06-MC-03 du Conseil de la concurrence⁴² (repris dans la décision 07-D-13) :

“Le secteur concerné est celui du transport maritime de passagers et de fret entre le continent et la Corse. Il a été examiné par le Conseil de la concurrence dans sa décision n° 06-MC-03 du 11 décembre 2006, qui a précisé que le marché du transport de passagers vers la Corse se caractérise par une forte saisonnalité en période de vacances scolaires alors que le trafic fret se caractérise par une faible saisonnalité et par un fort déséquilibre entre les entrées et les sorties, ce qui oblige les navires à effectuer des « retours à vide » à partir des ports de Corse.”

“Le Conseil de la concurrence a distingué dans sa décision n° 06-MC-03 précitée un marché du transport maritime régulier de passagers et un marché des services de transport maritime de fret [...]. De même, le Conseil n’a pas exclu une segmentation du premier marché de services en fonction de la basse et de la haute saison constituée par la clientèle des touristes” et établit que *“l’offre de places de passagers et l’offre de fret linéaire ne sont pas substituables, nonobstant le fait que ces deux services peuvent être assurés sur les mêmes navires mixtes”*⁴³.

42 Décision n° 06-MC-03 du 11 décembre 2006 relative à des demandes de mesures conservatoires dans le secteur du transport maritime entre la Corse et le continent.

43 Considérant 65.

La non substituabilité du point de vue de la demande est complétée par une non substituabilité du point de vue de l’offre.

2. Les différences du point de vue de l’offre

15. L’organisation des fournisseurs d’électricité sur les marchés de détail est différente selon qu’ils adressent l’un ou l’autre de ces marchés, à commencer par les canaux de distribution qui ne sont ni comparables ni substituables.

16. Ainsi, le segment des entreprises est adressé par des forces de vente directes afin de prendre en compte les besoins individuels de chaque client, ou répondre à des appels d’offres individualisés.

À l’inverse, le marché de masse n’est aujourd’hui accessible que par voie de démarchage, au travers de forces de ventes indirectes, et au moyen de barèmes de prix standardisés.

17. Le droit de la consommation impose par ailleurs des mesures réglementaires spécifiques destinées à protéger les clients résidentiels et qui contraignent l’organisation interne et la politique commerciale des fournisseurs :

→ L’obligation de proposer un contrat unique⁴⁴ contraint à développer des ressources internes dédiées au traitement commercial de l’activité de distribution réalisée pour le compte du gestionnaire de réseau.

→ L’utilisation obligatoire de certaines dispositions contractuelles⁴⁵ contraint la communication commerciale, le format des documents commerciaux et contractuels et impacte les systèmes d’information et les ressources associées.

→ Le délai de rétractation sous 7 jours⁴⁶ contraint le processus de traitement des commandes et oblige à la mise en place d’une organisation spécifique pour s’assurer du consentement du client, et traiter les erreurs et réclamations de ce seul fait.

18. Une fois le contrat conclu, ce dernier présente généralement une différence dans le partage des risques consenti par le fournisseur selon le segment. Dans le secteur industriel, le cadre contractuel repose souvent sur une prévision de la consommation par les clients et des sanctions en cas d’écarts. Au contraire les fournisseurs du marché de masse ne peuvent facturer que sur la base de la consommation réalisée.

19. Cette non substituabilité de l’offre est renforcée par des caractéristiques d’ordre réglementaire. On en distingue au moins trois :

44 Articles L.121-86 à 121-94 du Code de la consommation.

45 Voir notamment, article L.121-87 du Code de la consommation, arrêté “facture” du 2 juillet 2007, décret du 13 août 2008.

46 Article 43 de la loi du 7 décembre 2006.

- Le marché des entreprises ne bénéficie pas du principe de réversibilité mis en place au moins jusqu'au 30 juin 2010 et donnant aux particuliers ayant exercé leur éligibilité, la possibilité de souscrire de nouveau un contrat au tarif réglementé⁴⁷.
- L'existence d'un approvisionnement en base nucléaire, même si à ce jour les volumes à disposition sont extrêmement limités (3 tours d'enchères de 500MW chacun), à des tarifs dérogatoires du marché de gros et applicable pour la fourniture du seul "marché « de masse », qui regroupe les petits clients professionnels et les clients résidentiels"⁴⁸.
- Enfin, la perspective d'une extinction des tarifs réglementés à destination des entreprises à l'horizon 2015 alors que les tarifs réglementés à destination des consommateurs seraient "préservés", ce qu'a indiqué récemment le gouvernement par voie de communiqué de presse, en date du 15 septembre 2009⁴⁹.

III. Une analyse de marché confirmée par l'Autorité de la concurrence nationale

20. L'analyse consistant à considérer que, dans le secteur de la fourniture de l'électricité, le marché de masse et le marché des entreprises constituent deux marchés de détail distincts est depuis 2007 confirmée par l'Autorité de concurrence nationale, dans sa pratique décisionnelle :

Considérant 66 de la décision 07-MC-04 du 28 juin 2007⁵⁰ : "66. En aval, la vente au détail aux sites raccordés au réseau en basse tension présente certaines particularités qui en font un marché distinct. Les professionnels disposant de sites raccordés au réseau en basse tension et dont la puissance souscrite n'excède pas 36 kVA (ci-après les petits professionnels) ont accédé à l'éligibilité au 1er juillet 2004. Il s'agit de clients dits « profilés », c'est-à-dire dont la consommation est évaluée par avance sur la base de profils types, à la différence des grands clients qui bénéficient d'offres sur mesure négociées de gré à gré. Il ressort de l'instruction que les petits professionnels font l'objet d'offres spécifiques sur le marché libre et impliquent de la part du fournisseur une approche commerciale de masse".

47 Loi n° 2008-66 du 21 janvier 2008 relative aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel.

48 3e paragraphe des engagements d'EDF autorisés par le conseil dans sa décision 07-D-43 du 10 décembre 2007.

49 <http://ddata.over-blog.com/xxxxxyy/0/09/45/99/doc-2009/09-15-R-forme-du-marché—de-l—lectricit-.pdf>.

50 Décision n° 07-MC-04 du 28 juin 2007 relative à une demande de mesures conservatoires de la société Direct Energie.

C'est ce que confirme le considérant 24 de la décision du 07-D-43 en date du 10 décembre 2007⁵¹ : "24. À cet égard, les clients dits « petits professionnels », éligibles depuis le 1er juillet 2004, et les clients résidentiels, éligibles depuis le 1er juillet 2007, présentent des caractéristiques techniques et commerciales similaires. D'un point de vue technique il s'agit de consommateurs reliés au réseau en basse tension, souscrivant des puissances relativement faibles et n'excédant pas 36 kVA. D'un point de vue commercial, s'agissant de sites relativement nombreux au regard de leur consommation, ces clients font l'objet d'une approche commerciale de masse (on parle du « marché de masse »). Au contraire de plus gros clients, l'approvisionnement de ces consommateurs n'est donc pas déterminé sur la base d'une estimation fine de la consommation prévisionnelle individuelle de chaque consommateur, mais s'établit sur la base de profils de consommation types correspondant à des moyennes."

Ceci est rappelé de nouveau le 30 juillet 2009 sous l'angle des concentrations, par la décision 09-DCC-28, considérants 21 à 25⁵² : "21. La partie notifiante considère que la fourniture au détail d'électricité peut être divisée en deux marchés de produits distincts, à savoir : (i) la fourniture d'électricité au détail aux gros clients industriels et commerciaux, raccordés au réseau de transport (haute et moyenne tension), et (ii) la fourniture d'électricité au détail aux petits clients industriels, commerciaux et résidentiels raccordés au réseau de distribution (basse tension). Cette délimitation a été envisagée par la Commission⁵³ et par le Conseil de la concurrence⁵⁴ dans la mesure où les gros industriels bénéficient d'offres individualisées basées sur leur consommation réelle, tandis que les clients raccordés au réseau de distribution font l'objet d'une approche commerciale de masse et se voient attribuer un tarif en fonction du profil type de leur consommation⁵⁵.

22. La Commission⁵⁶ a également envisagé de distinguer, au sein des clients « profilés », (i) les petits clients industriels et commerciaux et (ii) les clients résidentiels. En effet, ces deux segments de clientèle ont des profils de consommation distincts et la fourniture aux clients résidentiels est soumise à une réglementation spécifique résultant des obligations de service public qui ne s'appliquent pas aux clients professionnels.

51 Décision n° 07-D-43 du 10 décembre 2007 relative à des pratiques mises en œuvre par Électricité de France précitée.

52 Décision 09-DCC-28 du 30 juillet 2009 relative à la prise de contrôle exclusif de la société Poweo par la société Österreichische Elektrizitätswirtschafts Aktiengesellschaft.

53 Décision COMP/M.5170 – E.On/Endesa Europa/Viesgo du 19 juin 2008, § 9.

54 Décision du Conseil de la concurrence n° 07-D-43, § 11 précitée.

55 De tels clients sont dits "profilés" : leur niveau de consommation n'étant pas mesuré "en temps réel" (i.e. au pas de temps demi-heure) comme celle des gros industriels, un profil type théorique leur est attribué en fonction de leurs caractéristiques en termes d'activité professionnelle, d'équipements domestiques etc. de manière à pouvoir évaluer par avance leur consommation d'électricité.

56 Décisions de la Commission COMP/M.4180 – Gaz de France/Suez du 14 novembre 2006 et COMP/M.4994 – Electrabel/Compagnie Nationale du Rhône du 29 avril 2008.

23. Enfin, il peut être envisagé de définir des marchés plus étroits de la fourniture d'électricité aux clients ayant souscrit un approvisionnement sur le marché libre, dans la mesure où coexistent en France des offres de marché dont les prix sont librement fixés et des offres aux tarifs réglementés et que la souscription d'un approvisionnement sur le marché libre ne permet pas de revenir à ces tarifs réglementés, notamment en ce qui concerne les gros clients industriels⁵⁷.

21. L'ensemble de ces distinctions objectives, et pour certaines durables, confirme que les produits ne sont pas substituables car les besoins sont différents, et conduit à conclure que les résidentiels et petits industriels et commerciaux d'une part, et les entreprises d'autre part, constituent deux marchés de détail distincts.

22. À ce titre, les modalités de l'offre d'accès régulé préconisée par la Commission Champsaur doivent être différenciées pour chacun des marchés considérés, et en particulier les prix et volumes saisonnalisés ou non, pour ne citer que les modalités principales, doivent être fixés afin de garantir, sur chacun de ces marchés, et notamment sur le marché résidentiel, un développement efficace de la concurrence. ■

57 Un "principe de réversibilité" temporaire a été mis en place jusqu'au 30 juin 2010, donnant la possibilité aux particuliers ayant exercé leur éligibilité de souscrire à nouveau un contrat au tarif réglementé. Cette réversibilité est néanmoins impossible pour les professionnels ayant une puissance installée supérieure à 36 kVA.

HEURS ET MALHEURS DES TARIFS RÉGULÉS DE L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE

David SPECTOR

Chargé de recherches, CNRS

Associate Professor, Paris School of Economics

I. Trois faits bien connus et une fausse évidence

1. Les prix de l'électricité sont régulés, pour au moins certaines catégories de consommateurs, dans 15 pays de l'Union européenne, et près de 80 % des consommateurs européens paient actuellement un tarif régulé. Mais la France se distingue par trois caractéristiques tout à fait singulières.

2. Tout d'abord, le niveau des prix régulés est très inférieur à celui des prix de marché. Ainsi, la part de l'énergie dans les tarifs régulés (à l'exclusion des coûts de transport et de distribution, et des diverses taxes et contributions, ainsi que des coûts de commercialisation) est voisine de 40 € par mégawatheure (ci-après, "MWh"). À titre de comparaison, le prix de l'électricité en "base" (c'est-à-dire le prix d'une puissance constante d'électricité, moins coûteuse à produire qu'un profil réel de consommation, variable dans le temps) s'élevait à presque 70 €/MWh en 2008 en moyenne sur la base des prix spot cotés sur la bourse Powernext. Cet écart entre la part énergie des tarifs régulés et les prix de marché subsiste malgré la baisse du cours des énergies fossiles depuis leur sommet de 2008 : ainsi d'un "ruban" d'électricité en base pour l'année 2010 est actuellement coté sur Powernext à plus de 50 €.

3. La deuxième caractéristique spécifique de la France est l'importance du nucléaire. Il représente 80 % de la production totale et 90 % de la consommation française d'électricité alors qu'au niveau européen, la part du nucléaire est d'environ 30 % (moyenne sur les 27 États membres de l'Union européenne).

4. Enfin, la France se distingue, au moins parmi les grands États d'Europe de l'Ouest, par un degré de concentration particulièrement élevé à tous les échelons du marché. Sur l'échelon le plus en amont, celui de la production, la domination d'EDF est presque sans partage, puisque l'indice de Herfindahl de la production d'électricité est voisin de 9 000, ce qui correspond à un quasi-monopole. En aval, sur les marchés de détail, la faiblesse de la concurrence se confirme. Alors que la totalité des consommateurs, y compris les particuliers, sont éligibles à une offre de marché, la part des fournisseurs alternatifs (c'est-à-dire les concurrents d'EDF) s'élevait le 30 juin 2009 à 4 % pour les clients résidentiels et à 12,4 % pour les non-résidentiels (ces chiffres s'entendent en consommation annualisée, les chiffres exprimés en nombre de

sites étant encore plus faibles). Ces chiffres modestes ne doivent néanmoins pas masquer le frémissement concurrentiel observé depuis que les consommateurs ont droit à la réversibilité de leur éventuel choix de passer à un tarif de marché. La réversibilité (que le rapport Champsaur propose de pérenniser) a mis fin à la crainte que pouvaient avoir les consommateurs de perdre à jamais protection des tarifs réglementés s'ils choisissaient une offre de marché. Le droit à la réversibilité semble donc avoir levé un obstacle important au développement de la concurrence. Il explique sans doute pourquoi la part de marché des fournisseurs alternatifs a augmenté de 38 % en un trimestre pour les clients résidentiels (passant de 2,9 % à 4 %).

5. Selon une vision longtemps influente, mais assez largement abandonnée aujourd'hui, l'écart entre les prix de marché élevés (proches des prix observés dans les pays voisins) et le coût moyen de la production nucléaire était dû au monopole détenu par EDF sur le parc de production nucléaire. L'idée sous-jacente à ce raisonnement était la suivante : un marché concurrentiel devrait conduire à des prix reflétant les coûts de production nucléaires (très inférieurs à ceux des moyens de production à partir d'énergies fossiles). Selon cette vision, les prix régulés constituent un moyen de rapprocher les prix des coûts de production nucléaire, mais un autre moyen consisterait simplement à "déconcentrer" le parc de production nucléaire. C'est à partir de cette interprétation quelque peu simpliste du marché français que la Commission européenne a cru accomplir un pas important en 2001, lorsqu'elle a autorisé EDF à acquérir l'énergéticien allemand EnBW en échange d'un engagement consistant à céder jusqu'à 10 % de son parc nucléaire sous la forme de centrales virtuelles – c'est-à-dire à vendre aux enchères des options d'achat d'électricité nucléaire à prix coûtant. Ces centrales virtuelles n'ont eu aucun impact sur le marché, puisque conformément à une rationalité économique bien comprise, les acheteurs se sont empressés de revendre l'électricité nucléaire ainsi acquise sur les marchés de gros, beaucoup plus rémunérateurs que les marchés de détail.

6. L'exemple de cette intervention malheureuse montre, si besoin était, que préalablement à une discussion des vertus ou des inconvénients de la régulation des prix, et de la pertinence des diverses réformes envisagées, il est nécessaire d'examiner dans le détail le fonctionnement du marché de l'électricité.

II. Les fondamentaux économiques du marché de l'électricité et la situation française

7. Les particularités techniques l'électricité confèrent à ce marché des caractéristiques très originales par rapport à la quasi-totalité des autres marchés. L'électricité se caractérise en effet, du côté de l'offre, par son caractère non-stockable – lequel implique que la production doit être égale à la consommation à chaque instant – et du côté de la demande par une faible élasticité par rapport aux prix, du moins à court terme, ainsi que par d'importantes fluctuations horosaisonnnières, puisque l'éclairage et le chauffage représentent une part importante des besoins assurés par l'électricité. Pour satisfaire en permanence une demande fluctuante, il est nécessaire de disposer d'un parc de production diversifié : des moyens de production "de base", dont les coûts fixes sont amortis par une utilisation quasi-permanente ; des moyens de pointe, qui ne servent que quelques heures par an, pour satisfaire les pics de consommation (généralement hivernaux) et doivent au contraire se caractériser par des coûts fixes faibles quitte à ce que leurs coûts variables soient élevés ; et entre les deux des moyens de "semi-base". Le nucléaire (avec les centrales hydrauliques "au fil de l'eau") constitue un moyen de base parce que son coût marginal est très faible (environ 8 €/MWh). Son coût complet, coûts fixes inclus, fait l'objet d'estimations divergentes, notamment parce qu'il dépend très fortement des hypothèses retenues sur le taux d'intérêt applicable pour calculer l'amortissement des investissements initiaux, très importants. Mais les estimations existantes aboutissent pour l'essentiel à des coûts complets compris entre 40 € et 55 € par MWh, ce qui est inférieur au coût complet des moyens de production utilisant des énergies fossiles, surtout si l'on impute à ces derniers le coût des permis d'émission de CO₂.

8. Dans un marché concurrentiel, le prix est à chaque instant égal au coût marginal du moyen de production le plus coûteux nécessaire pour satisfaire la totalité de la demande (dit moyen "marginal"). En conséquence, si les centrales nucléaires et les moyens de production hydrauliques fournissent à un instant donné 95 % de la consommation, les 5 % restants étant assurés par des centrales au gaz, c'est bien le coût marginal des centrales au gaz, relativement élevé, qui détermine le prix : si tel n'était pas le cas, les propriétaires de ces centrales auraient intérêt à ne pas produire.

9. Or la situation française se caractérise par un paradoxe apparent : bien que la production nucléaire représente 90 % de la consommation totale, elle ne suffit que rarement à assurer seule (en complément de la production hydraulique au fil de l'eau) la totalité de la demande. Pendant près de 85 % du temps, le moyen marginal de production est beaucoup plus coûteux, qu'il s'agisse de centrales utilisant des énergies fossiles (à base de gaz, charbon ou fioul), d'importations (c'est-à-dire en réalité de centrales utilisant des énergies fossiles à l'étranger), ou de production issue des barrages hydrauliques. En conséquence, le coût moyen de la production française est assez bas (puisque'il est déterminé avant tout par

la production nucléaire) mais le coût marginal est presque aussi élevé qu'à l'étranger, parce que le nucléaire n'est que rarement marginal. Ce paradoxe s'explique par deux facteurs : la cessation du programme de construction de centrales nucléaires à partir du milieu des années 1990, alors que la consommation continuait à croître lentement mais sûrement, et le développement des interconnexions, qui a conduit à exporter une part croissante de la production nucléaire.

10. Ainsi, l'écart entre les coûts moyens de production en France et les prix de marché ne s'explique pas principalement par la concentration du parc nucléaire au sein d'EDF, mais avant tout par la relative rareté du nucléaire, certes ultra-dominant dans la production totale, mais pas assez pour être souvent le moyen de production marginal. Le système des centrales virtuelles aurait peut-être eu une utilité pour dissiper une éventuelle rente de monopole, mais il ne pouvait en avoir aucune face à la rente de rareté.

III. Quels objectifs pour la régulation ?

11. La compréhension du fonctionnement du marché constitue une condition nécessaire, mais nullement suffisante, pour clarifier le débat sur l'évolution de la régulation du marché français de l'électricité. Il faut aussi préciser les objectifs poursuivis.

1. Efficacité allocative, productive statique, et productive dynamique

12. Du point de vue de l'économiste, l'objectif le plus pertinent serait l'efficacité, selon ses trois dimensions allocative, productive statique, et productive dynamique.

13. L'efficacité allocative renvoie aux choix de consommation. Elle requiert la transmission aux consommateurs de signaux de prix efficaces, qui reflètent les coûts marginaux de production. Par exemple, le choix entre chauffage électrique et chauffage au gaz dépend du coût de production (coût écologique inclus) induit, à la marge, par le choix effectué. De ce point de vue, la tarification au coût marginal (qui résulte normalement d'un fonctionnement de marché concurrentiel) est pertinente. Pour conserver le même exemple, lorsque le chauffage électrique est choisi pour un logement, le seul coût pertinent à prendre en compte est celui de la consommation supplémentaire induite, à la marge, par ce choix. Si la consommation supplémentaire mobilise des centrales à base d'énergies fossiles (ce qui est toujours le cas en hiver), le fait que l'énergie nucléaire assure l'essentiel de la production devrait être sans pertinence sur le raisonnement économique mis en œuvre.

14. Le deuxième critère est l'efficacité productive statique, c'est-à-dire la production à moindre coût, compte tenu du parc de production existant. En principe, elle constitue l'objectif le moins difficile à atteindre dans la mesure où les coûts de production des différentes technologies sont bien connus, aussi bien par les producteurs que par les régulateurs. Toutefois,

l'efficacité productive statique peut être mise à mal si des producteurs dominants s'engagent dans des stratégies de rétention de capacités productives peu coûteuses pour créer une rareté artificielle, susciter la mobilisation de moyens de production coûteux et faire monter les prix.

15. Enfin, l'efficacité productive dynamique concerne les incitations à investir dans un parc de production suffisant à assurer la sécurité d'approvisionnement à moindre coût. La libre concurrence et les prix calés sur les coûts marginaux des moyens de production marginaux, qui en sont la conséquence, garantissent en théorie l'efficacité dynamique⁵⁸. Par exemple, si les prix de marché font apparaître une rente nucléaire parce que le nucléaire est rarement marginal, il en résulte une incitation à investir dans de nouveaux réacteurs nucléaires qui, si elle n'est pas entravée par des considérations politiques, fait disparaître à terme la rente de rareté et augmente l'efficacité productive.

16. Finalement, du strict point de vue de l'efficacité, dans ses trois composantes, la régulation des prix n'apparaît pas nécessaire : leur détermination libre, complétée bien sûr par une politique de la concurrence vigilante qui assure la libre entrée de différents concurrents et dissuade les abus de position dominante et les ententes, peut suffire à atteindre les principaux d'objectifs d'efficacité – à quelques détails près, comme par exemple les incitations à investir dans les moyens de “super-pointe” pour assurer la sécurité du système (lesquelles peuvent nécessiter des mécanismes d'incitation spécifiques), et la nécessité d'autoriser les contrats de long terme pour éviter de dissuader les investissements dans les moyens de production de base et de semi-base. Mais ces considérations sont éloignées de celles qui président aux débats actuels sur la régulation du marché électrique français. Les différents objectifs poursuivis par la Commission européenne et les pouvoirs publics français sont même parfois antinomiques avec la recherche de l'efficacité économique.

2. Les objectifs de la Commission européenne

17. Les objectifs de la Commission européenne sont, de manière peu surprenante, l'ouverture du marché français et le développement d'opérateurs concurrents. Dans le cadre du marché unique, cette préférence s'accompagne d'une hostilité à l'égard de tout dispositif de dérégulation qui conserverait des caractéristiques trop “nationales”, comme par exemple des clauses de destination. Enfin, la Commission, soucieuse de faciliter le développement de nouveaux entrants, adopte une attitude méfiante à l'égard des contrats à long terme, comme en témoignent les procédures en cours contre plusieurs électriciens européens.

⁵⁸ Cette affirmation doit toutefois être nuancée. Les incitations à investir dans les moyens de production de base peuvent dépendre de la possibilité de conclure des contrats à long terme pour limiter l'incertitude relative au prix de vente futur. Quant aux moyens d'extrême pointe, le caractère suffisant des prix de marché comme signal d'investissement font l'objet d'appréciations divergentes. Voir par exemple P. Joskow et J. Tirole, “Reliability and Competitive Electricity Markets”, *Rand Journal of Economics*, n° 38(1), 2007.

18. Comment un économiste, soucieux d'efficacité, apprécie-t-il ces objectifs ? Si les vertus de l'ouverture à la concurrence ne sont pas aussi évidentes dans le secteur électrique que dans d'autres secteurs et ont fait l'objet d'appréciations divergentes⁵⁹, cette question pourrait changer de nature en raison des évolutions technologiques les plus récentes. L'un des facteurs qui rend la demande d'électricité peu élastique à court terme est l'impossibilité d'envoyer aux petits consommateurs un signal prix variant en temps réel sur le marché de détail, alors que les coûts marginaux de production peuvent fluctuer très fortement d'une heure à l'autre. Or les “compteurs intelligents”, dont le déploiement a commencé dans certains pays européens (comme l'Italie) et devrait également avoir lieu en France, pourraient changer la donne. Ils se prêteront à l'expérimentation de modes de tarification innovants qui pourraient contribuer à lisser la demande, et donc à diminuer le coût financier et écologique de la production électrique, tout en augmentant la sécurité globale du système. L'un des mérites de la concurrence pourrait être de faire émerger de tels modes de tarification. Le sujet est loin d'être secondaire car le “lissage” de la consommation constitue l'une des pistes les plus prometteuses pour diminuer la consommation d'énergies fossiles et les émissions de gaz à effet de serre.

19. Si l'objectif de l'ouverture à la concurrence est louable en soi, la Commission tend parfois à lui sacrifier d'autres considérations d'une manière que l'on peut considérer comme excessive. Ainsi, elle montre une certaine hostilité à l'égard des contrats à long terme conclus entre des électriciens dominants sur leur marché national et des clients industriels électro-intensifs, parce qu'elle craint qu'ils aient un effet de verrouillage et entravent le développement de nouveaux concurrents. Mais de tels contrats sont nécessaires à la fois pour les industriels, qui ont besoin de visibilité à long terme sur leurs coûts, et pour les électriciens, en particulier s'ils investissent dans des moyens de production dont les coûts sont peu corrélés aux prix de marché (par exemple des centrales nucléaires) et souhaitent diminuer l'incertitude concernant leurs prix de vente.

20. De même, une hostilité trop systématique à l'égard des clauses de destination, motivée par le souci d'éviter la fragmentation du marché intérieur, pourrait compliquer la mise en œuvre des recommandations du rapport Champsaur, qui constituent pourtant un moyen de concilier les objectifs de la Commission et les contraintes politiques françaises (voir ci-après).

3. Les objectifs poursuivis par les pouvoirs publics français

21. L'objectif principal pour les pouvoirs publics français semble être le maintien de prix relativement bas, reflétant l'avantage de coût que la France tire de ses capacités de production nucléaires. La lettre de mission à l'origine des travaux de la Commission Champsaur laisse entendre

⁵⁹ Cf. article de Voir M. Boiteux, “Les ambiguïtés de la concurrence. Électricité de France et la libéralisation du marché de l'électricité”, *Futuribles*, juin 2007.

clairement qu'il incombait à celle-ci de résoudre une sorte de quadrature du cercle, à savoir la conciliation de cet objectif de prix bas, d'un fonctionnement de marché qui, en toute logique, devrait conduire à des prix élevés, et des exigences de la Commission européenne.

22. Du strict point de vue de l'efficacité économique, faire bénéficier les consommateurs français de l'avantage de coût du nucléaire au travers des prix de l'électricité n'est pas justifié. En effet, cet objectif revient à vouloir définir les prix par référence aux coûts moyens de production et non par rapport aux coûts marginaux, qui sont économiquement plus pertinents⁶⁰. Il en résulte un signal prix inefficace. Ce dernier engendre un biais en faveur du chauffage électrique, qui est à l'origine d'une augmentation très rapide de la consommation pendant les pointes hivernales, et d'une sollicitation accrue des moyens de production fossiles les plus coûteux et polluants. La mise en place de la taxe carbone aggravera par ailleurs cette distorsion, tant que le mécanisme actuel de prix réglementés restera en place. La consommation de gaz naturel sera taxée, mais pas celle d'électricité, au motif que la production d'électricité est déjà taxée (en fonction des émissions des différentes techniques de production). Mais les prix régulés sur le marché de détail empêchent les producteurs de transmettre aux consommateurs le surcoût écologique lié à la production d'électricité à partir d'énergies fossiles. Ainsi, le choix entre le chauffage électrique et le chauffage au gaz intégrera un signal écologique pour le gaz, mais pas pour l'électricité.

23. On pourrait imaginer une manière plus efficace de rendre aux Français la rente de rareté nucléaire. Celle-ci est actuellement appropriée pour l'essentiel par EDF, qui appartient à l'État à hauteur de 84 %. L'État bénéficierait donc de dividendes supplémentaires si les tarifs régulés faisaient place à des prix de marché plus élevés pour tous les consommateurs. Il pourrait alors décider de les redistribuer aux Français d'une manière ou d'une autre. S'il était indispensable, pour des raisons politiques, de lier cette redistribution à la facture électrique des Français (pour rendre tangible l'avantage du nucléaire), on pourrait imaginer qu'elle prenne la forme d'une baisse de certaines contributions et taxes perçues sur la consommation d'électricité.

24. Cette solution relativement "libérale" est discutée dans le rapport Champsaur, qui l'a finalement écartée pour lui préférer une approche plus conforme à celle des pouvoirs publics. L'une des justifications de cette position – outre sa conformité à l'opinion majoritaire de la population française et de la classe politique – est le rejet d'une France "château d'eau nucléaire" de l'Europe. Cet argument renvoie à l'un des aspects les plus délicats de l'intégration électrique européenne. Celle-ci a en effet permis à EDF d'exporter une partie de sa production nucléaire, ce qui est économiquement et écologiquement efficace puisque celle-ci se substitue toujours à des moyens de production fossiles (par exemple en Allemagne et en Italie). Mais elle est à l'origine de la rente de rareté du nucléaire, dont le principal bénéficiaire est EDF et

dont les principales victimes seraient les consommateurs français dans un marché dérégulé. Toutefois, l'économie a parfois ses raisons que la raison politique ne connaît pas : pas plus que le nuage de Tchernobyl, l'électricité ne connaît de frontières, et le fait que le niveau élevé des prix soit dû aux interconnexions entre pays européens ne suffit aucunement pour contester leur pertinence économique.

IV. La Commission Champsaur : Une solution à la quadrature du cercle ?

1. Un habile compromis...

25. La Commission Champsaur a proposé une solution qui dans ses grands principes pourrait poser les jalons d'un compromis apte à satisfaire toutes les parties – en dehors des économistes soucieux de l'efficacité du signal prix.

26. Pour développer la concurrence et satisfaire la Commission européenne, elle propose que les concurrents d'EDF aient accès à de la "base régulée" qu'EDF serait tenue de leur vendre en fonction de leurs volumes de vente sur le marché de détail. Le prix de gros serait calculé pour éviter tout ciseau tarifaire par rapport aux tarifs régulés qui seraient maintenus pour les particuliers et les petits clients professionnels (ce qui serait un progrès par rapport au dispositif Direct Energie proposé par EDF et accepté par le Conseil de la concurrence, lequel ne suffisait pas à éliminer le ciseau).

27. Le maintien des tarifs régulés devrait satisfaire les petits consommateurs. Quant aux autres, le dispositif est conçu pour que les différents fournisseurs d'électricité fixent leurs prix de détail par référence à des coûts marginaux qui seront liés aux prix régulés de cession de la base d'EDF. Ainsi, la suppression des prix régulés sur le marché de détail sera atténuée par une régulation des marchés de gros qui devrait permettre au régulateur de continuer à piloter les prix, fût-ce de manière indirecte. Le maintien de prix relativement bas devrait satisfaire les pouvoirs publics français, de même que la proposition de continuer à réserver à EDF le rôle principal dans la construction de nouvelles capacités nucléaires.

28. Enfin, la Commission propose de définir les prix régulés à un niveau fondé sur les coûts complets des centrales nucléaires d'EDF, en tenant compte notamment des investissements nécessaires pour prolonger leur exploitation et du coût de leur démantèlement futur. Même si le mode de calcul proposé ne reprend pas complètement les propositions d'EDF, il devrait conduire à une certaine augmentation et donc satisfaire en partie l'opérateur dominant.

2. ...mais le diable est dans les détails

29. Reste à voir si l'équilibre délicat des propositions Champsaur sera préservé lors de sa traduction législative, encore inconnue à l'heure où ces lignes sont écrites. On peut

60 À long terme, en l'absence de barrière à l'entrée, les coûts moyens et marginaux doivent coïncider, comme l'ont établi notamment les théories développées par Marcel Boiteux. Mais le long terme peut être très éloigné, surtout si des entraves techniques, administratives et politiques ralentissent la construction de nouvelles capacités nucléaires.

identifier plusieurs points particulièrement épineux, qui pourraient, selon les arbitrages finalement rendus, faire dérailler la belle mécanique proposée.

30. Tout d’abord, le mécanisme proposé ne pourra fonctionner qu’avec une clause de destination. En son absence, il s’agira d’un *remake* des centrales virtuelles, qui conduisirent au fiasco que l’on sait. La réussite du mécanisme Champsaur nécessite donc que la France et la Commission européenne trouvent ensemble le moyen de mettre en place des mécanismes équivalents à des clauses de destination tout en leur donnant pudiquement un autre nom.

31. Ensuite, on peut s’interroger sur la conséquence des plafonds proposés pour le mécanisme de base régulée. EDF pourrait en effet avoir intérêt, sur les segments de clientèle non régulés, à fixer des prix de détail calés sur les prix de marché (élevés), quitte à abandonner à ses concurrents une base régulée dans les limites d’un plafond prédéterminé. La concurrence entre les opérateurs alternatifs pour l’accès à la base régulée pourrait conduire à une vigoureuse concurrence par les prix limitée aux opérateurs alternatifs, et à une forme d’instabilité sur le marché de détail, caractérisé par la juxtaposition de prix élevés proposés par EDF, et des prix calés sur le prix de gros de la base régulée proposés par les autres, mais seulement dans les limites du plafond du “mécanisme Champsaur”. Selon le niveau du plafond retenu, des phénomènes de rationnement pourraient même être observés sur le marché de détail.

32. Par ailleurs, le fonctionnement harmonieux de la concurrence suppose que le prix implicite de l’énergie dans les tarifs régulés soit fixé de manière claire. Ce n’est pas le cas aujourd’hui, puisque ce prix est égal à la différence entre le prix régulé total (fixé par le gouvernement sur avis de la CRE, c’est-à-dire en réalité par le seul gouvernement) et le prix du transport et de la distribution, fixé par le gouvernement sur proposition de la CRE (c’est-à-dire en réalité conjointement).

33. Enfin, les propositions du rapport Champsaur laissent entier le problème des investissements et de la concurrence à long terme, alors même que le rapport présente ses propositions comme transitoires, en attendant que les conditions d’un fonctionnement concurrentiel satisfaisant soient réunies. Si la consommation électrique baisse à moyen et long terme (par exemple en raison du développement des économies d’énergie, éventuellement permises par le déploiement des compteurs intelligents) et si le programme nucléaire est relancé, la rente de rareté nucléaire pourrait diminuer voire disparaître. Se posera alors le problème d’une éventuelle rente de monopole, pendant les périodes de marginalité du nucléaire. Sa résorption exigera une pluralité d’acteurs nucléaires. Mais le rapport Champsaur se contente sur ce point d’entériner une sorte de droit divin de l’opérateur historique, conforme à la pratique gouvernementale récente consistant à attribuer aux opérateurs concurrents des participations minoritaires dans les nouveaux réacteurs EPR. Cette filiosité n’est pas compatible avec le développement de la concurrence à long terme. ■

Concurrences est une revue trimestrielle couvrant l'ensemble des questions de droits communautaire et interne de la concurrence. Les analyses de fond sont effectuées sous forme d'articles doctrinaux, de notes de synthèse ou de tableaux jurisprudentiels. L'actualité jurisprudentielle et législative est couverte par dix chroniques thématiques.

CONCURRENCES

Editorial

Elie Cohen, Laurent Cohen-Tanugi, Claus-Dieter Ehlermann, Ian Forrester, Eleanor Fox, Laurence Idot, Frédéric Jenny, Jean-Pierre Jouyet, Hubert Legal, Claude Lucas de Leyssac, Mario Monti, Christine Varney, Bo Vesterdorf, Louis Vogel, Denis Waelbroeck...

Interview

Sir Christopher Bellamy, Dr. Ulf Böge, Nadia Calvino, Thierry Dahan, Frédéric Jenny, William Kovacic, Neelie Kroes, Christine Lagarde, Mario Monti, Viviane Reding, Robert Saint-Esteben, Sheridan Scott, Christine Varney...

Tendances

Jacques Barrot, Jean-François Bellis, Murielle Chagny, Claire Chambolle, Luc Chatel, John Connor, Dominique de Gramont, Damien Gérardin, Christophe Lemaire, Ioannis Lianos, Pierre Moscovici, Jorge Padilla, Emil Paulis, Joëlle Simon, Richard Whish...

Doctrines

Guy Canivet, Emmanuel Combe, Thierry Dahan, Luc Gyselen, Daniel Fasquelle, Barry Hawk, Laurence Idot, Frédéric Jenny, Bruno Lasserre, Anne Perrot, Nicolas Petit, Catherine Prieto, Patrick Rey, Didier Theophile, Joseph Vogel...

Pratiques

Tableaux jurisprudentiels : Bilan de la pratique des engagements, Droit pénal et concurrence, *Legal privilege*, *Cartel Profiles in the EU*...

Horizons

Allemagne, Belgique, Canada, Chine, Hong-Kong, India, Japon, Luxembourg, Suisse, Sweden, USA...



Droit et économie

Emmanuel COMBE, Philippe CHONÉ, Laurent FLOCHEL, Penelope PAPANDROPOULOS, Etienne PFISTER, Francisco ROSATI, David SPECTOR...

Chroniques

ENTENTES

Michel DEBROUX
Laurence NICOLAS-VULLIERME
Cyril SARRAZIN

PRATIQUES UNILATÉRALES

Frédéric MARTY
Anne-Lise SIBONY
Anne WACHSMANN

PRATIQUES RESTRICTIVES ET CONCURRENCE DÉLOYALE

Muriel CHAGNY
Mireille DANY
Marie-Claude MITCHELL
Jacqueline RIFFAULT-SILK

DISTRIBUTION

Nicolas ERESEO
Dominique FERRÉ
Didier FERRÉ

CONCENTRATIONS

Olivier BILLIARD, Jacques GUNTHER, David HULL, Stanislas MARTIN, Jérôme PHILIPPE, Igor SIMIC, David TAYAR, Didier THÉOPHILE

AIDES D'ÉTAT

Jean-Yves CHÉROT
Jacques DERENNE
Christophe GIOLITO

PROCÉDURES

Pascal CARDONNEL
Christophe LEMAIRE
Agnès MAÏTREPIERRE
Chantal MOMÈGE

RÉGULATIONS

Joëlle ADDA
Emmanuel GUILLAUME
Jean-Paul TRAN THIET

SECTEUR PUBLIC

Bertrand du MARAIS
Stéphane RODRIGUES
Jean-Philippe KOVAR

POLITIQUE INTERNATIONALE

Frédérique DAUDRET-JOHN
François SOUTY
Stéphanie YON

Revue des revues

Christelle ADJÉMIAN
Umberto BERKANI
Alain RONZANO

Bibliographie

Centre de Recherches sur l'Union Européenne
(Université Paris I – Panthéon-Sorbonne)

Revue Concurrences Review Concurrences	HT Without tax	TTC Tax included (France only)
<input type="checkbox"/> Abonnement annuel - 4 n° (version papier) <i>1 year subscription (4 issues) (print version)</i>	445 €	454,35 €
<input type="checkbox"/> Abonnement annuel - 4 n° (version électronique + accès libre aux e-archives) <i>1 year subscription (4 issues) (electronic version + free access to e-archives)</i>	395 €	472,42 €
<input type="checkbox"/> Abonnement annuel - 4 n° (versions papier & électronique accès libre aux e-archives) <i>1 year subscription (4 issues) (print & electronic versions + free access to e-archives)</i>	645 €	771,42 €
<input type="checkbox"/> 1 numéro (version papier) <i>1 issue (print version)</i>	140 €	142,94 €

Bulletin électronique e-Competitions | e-bulletin e-Competitions

<input type="checkbox"/> Abonnement annuel + accès libre aux e-archives <i>1 year subscription + free access to e-archives</i>	575 €	687,7 €
---	-------	---------

Revue Concurrences + bulletin e-Competitions | Review Concurrences + e-bulletin e-Competitions

<input type="checkbox"/> Abonnement annuel revue (version électronique) + e-bulletin <i>1 year subscription to the review (online version) and to the e-bulletin</i>	745 €	891,02 €
<input type="checkbox"/> Abonnement annuel revue (versions papier & électronique) + e-bulletin <i>1 year subscription to the review (print & electronic versions) + e-bulletin</i>	845 €	1010,62 €

Renseignements | Subscriber details

Nom-Prénom | *Name-First name* : e-mail :

Institution | *Institution* :

Rue | *Street* : Ville | *City* :

Code postal | *Zip Code* : Pays | *Country* :

N° TVA intracommunautaire/VAT number (EU) :

Formulaire à retourner à | Send your order to

Institut de droit de la concurrence

25 rue Balard - 75 015 Paris - France | contact: webmaster@concurrences.com

Fax : + 33 (0)1 42 77 93 71

Conditions générales (extrait) | Subscription information

Les commandes sont fermes. L'envoi de la revue ou des articles de *Concurrences* et l'accès électronique aux bulletins ou articles de *e-Competitions* ont lieu dès réception du paiement complet. Tarifs pour licences monopostes; nous consulter pour les tarifs multipostes. Consultez les conditions d'utilisation du site sur www.concurrences.com ("Notice légale").

Orders are firm and payments are not refundable. Reception of Concurrences and on-line access to e-Competitions and/or Concurrences require full prepayment. Tarifs for 1 user only. Consult us for multi-users licence. For "Terms of use", see www.concurrences.com.

Frais d'expédition Concurrences hors France : 30 € | 30 € extra charge for sending hard copies outside France