

Le marché de l'électricité en France : apports de la loi NOME

Du fait de la différence des parcs de production européens, les prix de marché de l'électricité ne reflètent pas la compétitivité du parc nucléaire français.

Sur le marché de gros, le prix spot de l'électricité s'établit au niveau du coût marginal de fonctionnement de la «centrale marginale». En effet, pour répondre à la demande d'électricité, les centrales de production sont appelées en fonction de leur ordre de mérite : pour chaque exploitant de centrale, la décision de produire ou non dépend de la différence entre son coût marginal de fonctionnement et le prix de vente sur le marché. Ainsi, à chaque instant, les centrales ayant les coûts variables de fonctionnement les plus faibles sont mobilisées en premier avant de recourir aux centrales ayant des coûts de fonctionnement plus élevés, jusqu'à atteindre l'équilibre entre l'offre et la demande. Sont ainsi appelées les centrales de production dites fatales (éolienne, hydroélectricité au fil de l'eau), les centrales à coût de fonctionnement faible (centrales nucléaires) puis les centrales à coût de fonctionnement de plus en plus élevé (centrales à charbon, au gaz voire au fioul).

Les interconnexions physiques entre la France, l'Allemagne et le Benelux étant suffisantes pour permettre les échanges d'électricité entre ces pays, l'ordre de mérite s'apprécie donc au niveau de cette «plaque CWE» (central western Europe). L'ouverture et l'intégration des marchés européens de l'électricité, conduit donc à la convergence progressive du prix de l'électricité sur le marché de gros sur la «plaque CWE» où les bourses de l'électricité sont couplées. Dans les faits le prix de marché s'établit la plupart du temps au niveau du coût variable de fonctionnement des centrales à charbon allemande, le nucléaire restant «rare» au niveau de cette plaque.

Ainsi, le prix de marché de l'électricité en France ne reflète pas les conditions économiques du parc de production français marqué par la prédominance du parc nucléaire ; il peut donc s'écarter significativement des tarifs réglementés de vente basés sur les coûts complets de production.

La France a fait le choix de continuer à faire bénéficier les consommateurs d'électricité de la compétitivité du parc nucléaire



Max-André DELANNOY (CM00)

Sous-directeur des marchés de l'énergie et des affaires sociales à la Direction générale de l'énergie et du climat du ministère du Développement Durable

Dans ces conditions, le développement de la concurrence sur l'activité de la commercialisation¹ n'est pas compatible avec le maintien du prix de l'électricité basé sur les coûts compétitifs du parc nucléaire français. De plus, le parc nucléaire aujourd'hui en service n'ayant pas vocation à être renouvelé à court terme mais plutôt à voir sa durée d'exploitation prolongée, sous réserve d'investissements significatifs et de l'accord de l'Autorité de sûreté nucléaire, le parc nucléaire historique restera discriminant.

C'est le sens de l'analyse et des propositions du rapport² de la commission sur l'organisation des marchés de l'électricité présidée par Paul Champsaur, remis au gouvernement en avril 2009.

Il s'agit donc d'adapter notre régulation pour conserver nos avantages comparatifs dans un contexte qui évolue du fait de l'ouverture et de l'intégration des marchés européens de l'électricité.

La loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation des marchés de l'électricité (NOME) met ainsi en place :

- un accès régulé des fournisseurs alternatifs à l'électricité produite par le parc nucléaire historique d'EDF (ARENH) ;
- une réforme des tarifs réglementés de vente d'électricité ;
- une obligation des fournisseurs d'électricité à contribuer à la sécurité d'approvisionnement en électricité (obligation de capacité).

Par le biais de l'ARENH, chaque fournisseur d'électricité pourra être dans des conditions économiques équivalentes à celles d'EDF en ce qui concerne la commercialisation d'électricité. En effet, il pourra acheter à EDF de l'électricité, à hauteur des besoins de ses clients en France, aux conditions économiques du parc nucléaire historique. Au-delà de cette part d'électricité équivalente à ce que représente la production du parc nucléaire historique dans la consommation des clients en France, il devra par ailleurs produire ou acquérir le complément d'électricité de base et de pointe.

Dans ces conditions, le prix de l'ARENH sera rétrocedé au consommateur final : le fournisseur ayant le choix d'avoir un client et la quantité d'ARENH associée ou ni le client, ni le droit d'ARENH.

À cet ARENH régulé pourra être substitué un «ARENH de gré à gré» sous des formes librement contractualisées entre EDF et le fournisseur alternatif. Il pourrait s'agir, par exemple, d'une participation du fournisseur au programme d'investissements de maintenance et de prolongation de la durée de vie du parc historique, en contrepartie d'un prix d'achat au coût de fonctionnement, reflétant ainsi les risques et conditions économiques du parc nucléaire historique.

En cohérence avec la mise en place de l'ARENH, la loi NOME prévoit :

- de supprimer à l'horizon 2015 les tarifs réglementés de vente pour les moyens et gros consommateurs : ces tarifs n'étant plus nécessaires dès lors que le mécanisme de l'ARENH conduira à répercuter le bénéfice du coût du parc nucléaire historique aux consommateurs finals ;
- de pérenniser les tarifs réglementés de vente pour les petits consommateurs : ces tarifs réglementés seront construits par addition du prix de l'ARENH, du prix du complément d'électricité de base et de pointe, des coûts commerciaux et des coûts d'acheminement de l'électricité sur le réseau. Avec l'ARENH, les fournisseurs alternatifs seront donc en mesure de faire des offres compétitives par rapport aux offres réglementées. La «réversibilité totale» entre les offres libres et réglementées est un élément rassurant pour le consommateur qui lui garantit une pleine et entière liberté de choix.

Un mécanisme innovant pour garantir la sécurité d'approvisionnement en période de pointe de consommation

La logique d'établissement des prix de marché de gros de l'électricité suppose que les coûts fixes d'une centrale de production soient couverts par le prix de marché de l'électricité quand il s'établit au niveau du coût marginal d'une



centrale plus chère. Ainsi, les coûts fixes des centrales nucléaires sont couverts quand les centrales à charbon ou à gaz sont marginales et fixent le prix de marché. Les centrales de pointe ou d'extrême pointe, qui fonctionnent peu dans l'année, ne voient leurs coûts fixes couverts que quand les prix de marché s'établissent à un niveau très élevé pendant quelques heures par an. Cette situation étant très aléatoire,

les décisions d'investissements dans ce type de moyens de production, nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en électricité, sont difficiles.

Ainsi, il apparaît nécessaire de dépasser la logique du marché «energy only»³ et de redonner de la valeur aux capacités de production, même lorsqu'elles ne fonctionnent pas : il s'agit de donner de la valeur aux MWh produits et aux MW installés. Le rapport⁴ du groupe de travail sur la maîtrise de la pointe en électricité, présidé par le député S. Poignant et le sénateur B. Sido, dresse ce constat.

En pratique, chaque fournisseur sera tenu de disposer de garanties de capacités en fonction de la consommation de ses clients en France. Ces garanties peuvent traduire des capacités de production d'électricité ou d'effacement de consommation de clients en période de pointe de consommation. Ces garanties seront échangeables créant ainsi un marché de capacités, donnant la même valeur au MW de capacité de production et au MW d'effacement de consommation.

On constate que le premier effet de ce type de mécanisme, mis en place dans certaines zones des États-Unis, est le développement de nombreuses offres d'effacement de consommation rémunérées non plus seulement à hauteur de l'énergie non produite mais aussi à hauteur des centrales non construites. ●

¹ Chat sur le marché de gros et revente sur le marché de détail.

² http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/9-04-16_rapport_version_publiee.pdf

³ C'est-à-dire qui ne rémunère que l'énergie produite.

⁴ http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Rapport_Poignant-Sido_final.pdf