

Privatisation partielle d'EDF et lutte contre l'effet de serre

Même en situation de concurrence, la logique de marché pourrait pousser les prix de l'électricité à un niveau très supérieur au prix de revient de l'électricité nucléaire. La lutte contre l'effet de serre s'en trouverait sérieusement entravée. Et l'Etat se devrait d'utiliser les moyens qui lui appartiennent pour canaliser le jeu de la concurrence.

par Henri Prévot
Ingénieur général des Mines

Dans la lutte contre l'effet de serre, la France occupe une position très particulière puisque 80 % de sa production électrique sont d'origine nucléaire. EDF s'ouvrant aux capitaux privés, les moyens de la régulation publique de l'électricité seront-ils suffisants pour que la production française d'électricité continue de participer pleinement au programme national de lutte contre le changement climatique ? Il existe plusieurs formes d'électricité selon la façon dont elle est produite. Chaque mode de production peut être caractérisé, en simplifiant, par ses coûts fixes, indépendants de la quantité produite et par ses coûts variables qui, eux, en dépendent. Les coûts fixes

sont essentiellement fonction du montant des investissements d'une part, du taux d'actualisation, c'est-à-dire de la façon dont on compare les dépenses et les recettes intervenant à des moments différents, d'autre part. Les coûts variables, quant à eux, sont surtout faits des dépenses d'énergie et intégreront ou non les « effets externes », en particulier un coût d'émission de gaz carbonique. On comprend aisément que les moyens dont les coûts fixes sont plus élevés et les coûts variables plus faibles sont d'autant plus intéressants qu'ils sont utilisés plus longtemps. On peut donc calculer des « durées d'utilisation » qui égalisent les coûts de production des différents moyens de production.

Par ailleurs, la demande d'électricité peut être représentée par une « monotone », c'est-à-dire une courbe dont chaque point indique pendant combien d'heures dans l'année la capacité appelée est supérieure à une valeur donnée : la puissance appelée en France est toujours supérieure à 37 gigawatt (GW) ; elle est supérieure à 50 GW pendant 4 000 heures environ dans l'année et à 65 GW pendant 500 heures (cf. figure 1).

Connaissant d'une part cette courbe de demande et d'autre part les coûts fixes et les coûts variables des différents modes de production, on calcule le parc de production « adapté », c'est-à-dire celui dont le coût global, pour répondre à la demande, est minimum.

On calculera ainsi la capacité optimale de production d'électricité nucléaire. Ici il convient de faire une remarque importante : il faut distinguer la « durée minimum de fonctionnement » qui sert au calcul de la capacité optimale et la durée *réelle* de fonctionnement des centrales. Si la durée de fonctionnement annuel qui égalise le coût complet du nucléaire et celui du gaz est de 3 000 heures, la durée moyenne de fonctionnement des centrales nucléaires est de 5 600 heures, soit 70 % du maximum technique (car il faut de toutes façons s'arrêter pour l'entretien). Aucune ne tournera que 3 000 heures dans l'année. La durée effective de fonctionnement de chaque centrale sera déterminée pour tenir compte des contingences techniques et éviter les à-coups tout en se moulant autant que possible sur la demande.

A cet égard, il est remarquable que deux centrales nucléaires puissent parfaitement répondre à une pointe de demande durant quelques heures en tournant, chacune, plusieurs milliers d'heures dans l'année sans discontinuer (cf. figure 2). Soixante groupes sont capables de suivre de très près les évolutions de consommation.

Quant aux prix, il a été démontré (« théorème Boiteux ») qu'avec un parc adapté, tous les

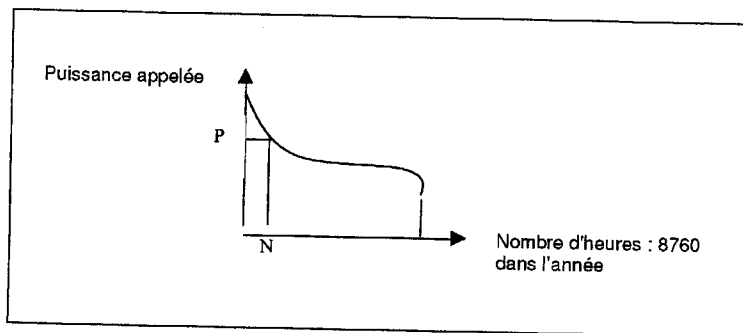


Figure 1

La courbe se lit ainsi : pendant N heures par an, la puissance appelée est égale ou supérieure à P.

coûts sont couverts si le prix de vente est à chaque instant égal au coût marginal de production (c'est-à-dire le plus élevé des coûts variables des moyens de production effectivement en marche) et si, à ce prix, s'ajoute une contribution qui rémunère les frais fixes de l'installation de pointe. Ce mode de tarification indique efficacement à la demande le coût instantané de la production marginale d'électricité. C'est sur ce principe qu'est calculé le tarif de l'électricité fixé par l'administration.

Cette méthode imite le fonctionnement d'un marché concurrentiel où le prix est à chaque instant assez proche

du coût marginal du système de production, c'est-à-dire du coût marginal de celui des producteurs dont le coût marginal est le plus élevé. On notera néanmoins une différence : le marché, dans la mesure où il favorise une facturation « au KWh », rend difficile l'intégration des frais fixes de l'installation de pointe dans les prix.

Ce n'est donc pas tellement sur les principes de fixation des prix que logique de marché et logique de service public divergent ; c'est sur la façon de choisir les moyens de production, notamment la façon de calculer la capacité de production nucléaire - et cela a

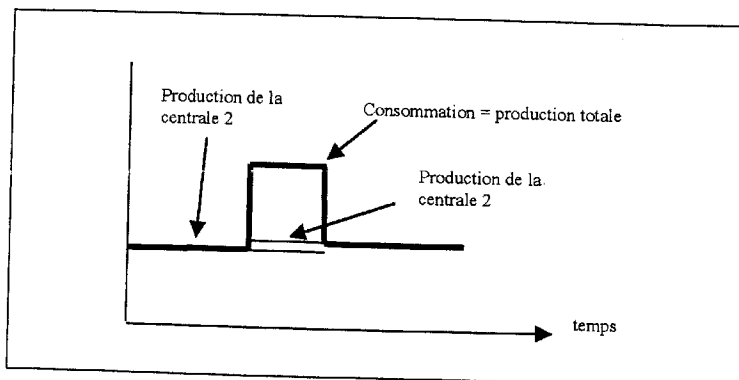


Figure 2

une grande incidence sur les prix.

Dans une logique de service public, le calcul du parc optimal sera fait avec le taux d'actualisation préconisé par le Commissariat général au Plan au début de 2005 (4 % en monnaie constante pendant 30 ans, dégressif au-delà) et s'insèrera dans une politique ambitieuse de lutte contre l'effet de serre. Alors, pour répondre à la demande d'aujourd'hui, avec les « coûts de référence » publiés par le ministère de l'Industrie et le prix du gaz en vigueur en 2003, et en supposant que le coût des émissions de gaz carbonique d'origine fossile est de 100 €/tonne de carbone, la capacité nucléaire optimale effectivement disponible est de 61 GW ; elle est encore supérieure si le « coût du carbone » ou le prix du gaz sont plus élevés. Dans une pure logique de marché, les entreprises préfèrent éviter les incertitudes, notamment sur leurs ventes futures et sur les changements de réglementation, toujours possibles ; elles préféreront donc des investissements, tels les centrales au gaz, dont le temps de retour est de 10 ou 20 ans à des centrales nucléaires qui demandent 30 ou 50 ans. Par ailleurs elles rémunéreront les capitaux investis à un taux qui tienne compte de ces incertitudes, de l'ordre de 8 % en monnaie constante, ou davan-

tage. Elles ignoreront les effets de la production sur le climat tant que ceux-ci n'auront pas été répercutés dans leurs prix de revient par un impôt ou par des obligations réglementaires. Supposant que le « coût du carbone » soit de 100 €/TC (valeur approchée du cours du « permis d'émettre »), pour la consommation d'aujourd'hui, vu par des entreprises du secteur concurrentiel, le parc optimal est de 55 GW, soit 6 GW de moins que dans une logique de service public.

Mais la différence entre les deux logiques va beaucoup plus loin.

Une logique de service public tendra à rendre minimum les coûts de production et à calculer les prix de vente sur les prix de revient. Une logique de marché a pour but

de rendre maximum les bénéfices. On a vu que les prix sont déterminés par le coût variable de celle des installations en fonctionnement dont le coût variable est le plus élevé. Or le coût variable d'une production d'électricité nucléaire est - en valeurs 2003 - de 6,4 €/MWh alors que celui d'une centrale au gaz est (sans compter l'effet de serre) de 34 €/MW. En conséquence, les bénéficiaires d'une entreprise qui dispose

de la technologie nucléaire seront plus importants si l'on a besoin d'utiliser des centrales à gaz plus longtemps. Du point de vue des actionnaires, l'idéal serait que la capacité nucléaire soit limitée à la puissance appelée en base de sorte que toute l'électricité soit vendue au prix marginal des centrales à gaz ou d'autres centrales dont le coût marginal est encore plus élevé. On calcule alors que le superbénéfice des producteurs d'électricité

On comprend aisément que les moyens dont les coûts fixes sont plus élevés et les coûts variables plus faibles sont d'autant plus intéressants qu'ils sont utilisés plus longtemps. On peut donc calculer des « durées d'utilisation » qui égalisent les coûts de production des différents moyens de production.

nucléaire, au-delà d'une rémunération à 8 % en monnaie constante, s'élèverait à 30 % des dépenses.

Une telle marge suscitera sans doute une concurrence. Mais le zèle d'un concurrent à créer de nouvelles capacités sera vite

freiné. En investissant, il prendra une part plus importante de la marge mais, en même temps il la diminuera ; bien vite, il la diminuera tellement que, même en en prenant une part plus grande, il diminuera sa propre marge. Nous avons calculé cela. Pour une consommation qui a le profil de la consommation française, le libre jeu de la concurrence au sein d'un oligopole de trois producteurs, et sans qu'il y ait

besoin d'entente entre eux, limitera la capacité nucléaire à 80 % de sa valeur optimale et ménagera aux entreprises un superbénéfice de 20 % de leurs dépenses.

On pressent la force des pressions qui s'exerceront pour que la capacité totale de production nucléaire ne soit pas très supérieure à la puissance appelée en base : il suffit de ne pas augmenter cette capacité au même rythme que la demande et d'élargir les possibilités techniques d'exportation. Que ce soit au niveau français ou au niveau européen, ces pressions seront très fortes si elles trouvent le concours de ceux qui affichent, à tort, qu'il n'est de bon nucléaire que celui qui tourne 8 000 heures par an ou plus et si, comme l'envisage Claude Henry dans un très bon article récent, des investisseurs institutionnels étrangers rachètent en masse les actions que les petits actionnaires pourraient remettre sur le marché. Ainsi, non seulement le prix de revient serait supérieur à celui d'un parc optimal, mais encore le prix de vente serait largement supérieur au prix de revient. On peut toujours penser que, si les actionnaires sont les clients ou l'Etat, chaque consommateur pourrait retrouver, comme actionnaire ou comme contribuable, de quoi compenser peu ou prou la

hausse du prix de l'électricité. Néanmoins, si les prix sont supérieurs au prix de revient, il donnent une indication trompeuse et détournent la consommation d'énergie d'une forme d'énergie qui n'émet pas, ou pourrait ne pas émettre, de gaz carbonique.

La France peut beaucoup diminuer ses émissions de gaz carbonique d'origine fossile avec des technologies connues. Cela passe par une stabilisation des consommations d'énergie et par l'utilisation la meilleure des grandes possibilités de production de biomasse. Le troisième pilier d'une politique réaliste et ambitieuse repose sur l'augmentation de la consommation d'une électricité produite sans émissions de gaz à effet de serre. Cette électricité sera utilisée par des voitures et des petits utilitaires dotés d'une propulsion électrique alimentée par une batterie elle-même rechargée soit sur le secteur, soit par un moteur thermique embarqué.

Il faudra aussi de l'électricité pour le chauffage de base, utilisée directement ou pour actionner des pompes à chaleur. Il sera alors possible de diminuer nos émissions des

deux tiers avec une augmentation de la consommation d'électricité de 60 %, ce qui implique une capacité de production non émettrice de gaz carbonique supérieure à 100 GW (contre une soixantaine aujourd'hui). Comment produire cette électricité ? Certes pas avec des centrales au charbon comme celles qu'EDF se voit obligée de remettre en service faute d'avoir investi à temps dans une production qui n'émet pas de gaz à effet de serre. L'éolien ne suffira pas puisque le maximum envisagé (10 GW installé soit 2 GW utiles) représente seulement une petite partie de ce qui serait nécessaire. Il faudra donc augmenter vigoureusement la capacité nucléaire ou,

Ce n'est donc pas tellement sur les principes de fixation des prix que logique de marché et logique de service public divergent ; c'est sur la façon de choisir les moyens de production, notamment la façon de calculer la capacité de production nucléaire - et cela a une grande incidence sur les prix.

là où ce sera possible, produire de l'électricité à partir d'énergie fossile en séquestrant le gaz carbonique, ce qui coûtera deux ou trois fois plus cher.

Pour diminuer les émissions françaises de gaz carbonique, il ne suffira pas de porter la

capacité nucléaire à son niveau optimum. Comme cette électricité sera moins chère que celle qui est produite dans d'autres pays qui ont refusé ou limité l'option nucléaire, en-

core faudra-t-il que les exportations dans les autres pays soient limitées par les possibilités techniques des lignes de transport transfrontalières. Pour diviser par trois nos émissions sans subventionner les énergies qui n'émettent pas de gaz carbonique (où trouverait-on l'argent ?), il faudra évidemment rendre l'énergie fossile plus chère, soit par un impôt, soit sous l'effet d'autres formes de contraintes. Si la capacité nucléaire est portée à son niveau optimum, c'est-à-dire celui qui minimise les coûts de production d'électricité, et si les prix de vente d'électricité sont fixés en fonction des prix de revient, il suffira probablement de porter progressivement sur une trentaine d'années le prix du carburant à 1,4 ou 1,5 €/l en monnaie constante et le prix du fioul à 900 €/m³ (il était de 450 €/m³ il y a deux ans) ; par contre, si la capacité nucléaire et les prix de l'électricité étaient ceux qui résultent des « lois du marché », il faudrait porter le prix du carburant à 2 €/l et celui du fioul à 1300 €/m³, ce qui rendrait beaucoup plus coûteuse, donc incertaine, la lutte contre l'effet de serre.

Pour diminuer les émissions françaises de gaz carbonique, il ne suffira pas de porter la capacité nucléaire à son niveau optimum ; il faudra évidemment rendre l'énergie fossile plus chère, soit par un impôt, soit sous l'effet d'autres formes de contraintes.

Ce ne sont que des ordres de grandeur sans doute, fondés sur un tableau croisé des ressources et des emplois d'énergie. Ils montrent l'écart entre les résultats d'une gestion guidée par la volonté de service public et ceux d'un marché où règnerait une concurrence non régulée. Il faudrait aussi évoquer la façon d'éviter un manque de capacité pendant les périodes de pointe de consommation, ce qui demandera également une intervention publique déterminée. Fort heureusement, la participation publique très majoritaire au capital d'EDF, la loi sur le régime électrique, la PPI (Programmation pluriannuelle des investissements), la possibilité donnée à l'Etat de faire des appels d'offres pour susciter des investissements en cas de défaillance du marché, la maîtrise publique de la création de liaisons vers les pays voisins, la fixation administrée du tarif de l'électricité pour les consommateurs individuels et les petites entreprises donnent à l'Etat les outils dont il aura grand besoin pour fixer au jeu du marché un cadre qui le rapproche de l'optimum social et contenir ou orienter une dynamique qui poussera très puis-

samment dans une autre direction. Il ne serait pas illogique que ce cadre tienne compte de la situation très particulière de la France, pour que les compétences et le savoir-faire acquis depuis quarante ans par notre pays nous permettent de réduire nos émissions de gaz à effet de serre sans trop alourdir le prix auquel nous devons payer l'énergie dont nous avons besoin pour le chauffage et le transport.

Bibliographie

- Rapport d'enquête sur le prix de l'électricité (IGF et CGM) octobre 2004 : <http://www.industrie.gouv.fr/energie/elecric/pdf/rapport-prix-cgm-igf.pdf>.
- Notamment son annexe 4 : <http://www.industrie.gouv.fr/energie/elecric/pdf/rapport-prix-ann4.pdf>.
- Diviser par trois les émissions françaises de gaz carbonique d'origine fossile : <http://www.2100.org/PrevotEnergie/index.html>.
- Notamment un article paru dans la *Revue de l'énergie* de février 2004 : <http://www.2100.org/PrevotEnergie/revenergie.pdf>.
- Un article de Claude Henry dans *Le Monde* du 19 novembre 2005 : « EDF, la privatisation à éviter ».