

DéCRYPTAGES

n°8

Vers une régulation incitative des réseaux

C'est une première pour la CRE : elle devrait proposer en 2008 un renouvellement de l'ensemble des tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité et de gaz naturel. Au-delà de ce calendrier exceptionnellement chargé, la CRE a également préparé l'introduction de mécanismes incitant les gestionnaires de réseaux à améliorer leur efficacité.

L'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz menée depuis une dizaine d'années en Europe nécessite la construction, sur le long terme, d'une nouvelle architecture (*market design*) et de nouveaux modes de régulation (*regulatory design*). Le passage

à la régulation incitative, déjà mise en place par certains régulateurs européens, est une étape incontournable de ce processus. Elle repose sur un principe : les gestionnaires de réseaux et d'infrastructures améliorent d'autant mieux leur productivité qu'ils en retirent un bénéfice. Le mécanisme est le suivant : le régulateur fixe des objectifs de performance à atteindre ainsi qu'un tarif pour plusieurs années afin de permettre à l'opérateur d'atteindre ces objectifs. Si la productivité réalisée est supérieure aux objectifs fixés, l'opérateur conserve tout ou partie du bénéfice pour optimiser le service rendu.



Philippe de Ladoucette
Président de la CRE.

En donnant une visibilité accrue aux gestionnaires de réseaux et en les encourageant à offrir aux consommateurs le service le plus performant au meilleur prix, la CRE contribue à faire converger les intérêts des opérateurs avec ceux des utilisateurs de réseaux.

Pages 4-5

Parole d'expert

► Colette Lewiner nous parle de sa mission à la tête du groupe de travail sur la régulation des terminaux méthaniers en France.

Enquête de lectorat

► Un questionnaire est encarté au centre de ce numéro. Votre avis nous intéresse !
Date limite de réception des réponses le 25/04/08.

Grand angle

Garantir l'accès aux réseaux des centrales au gaz

Les paysages de l'électricité et du gaz vont être profondément modifiés par la mise en service, d'un grand nombre de centrales à cycle combiné au gaz (CCCG).



DK6 (Dunkerque)

La France a un besoin de moyens supplémentaires de production de l'électricité en pointe et en semi-base. Pour y répondre des producteurs historiques et de nouveaux entrants ont lancé des projets de construction de centrales à cycle combiné au gaz, réparties sur l'ensemble du territoire.

Selon le gestionnaire de réseau de transport GRTgaz, neuf centrales seront mises en service entre 2008 et 2010, représentant une puissance de 3.900 MW électrique et une consommation annuelle de gaz de 25 TWh environ. Le mouvement se poursuivra au-delà de 2010 : plus de quinze autres projets sont en cours d'étude.

La CRE, qui approuve les programmes d'investissements des gestionnaires de réseaux de transport de gaz et d'électricité, est directement concernée par les développements de la consommation de gaz et de la production d'électricité, qui nécessitent un renforcement des réseaux.



Inciter les gestionnaires de réseaux et d'infrastructures à améliorer la qualité de service et leur productivité

La CRE élabore les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et de gaz aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie pour approbation. Ces tarifs doivent refléter les coûts de l'opérateur efficace.

Comme certains de ses homologues européens, la CRE a engagé une réflexion sur la mise en place d'un mode de régulation qui incite les gestionnaires à réduire leurs coûts tout en améliorant la qualité de service offerte aux utilisateurs.

Jusqu'à maintenant la durée d'application des tarifs (dite « période de régulation ») était relativement courte, les gestionnaires n'étaient donc pas incités à minimiser leurs dépenses d'exploitation car les tarifs étaient réajustés régulièrement en fonction des coûts constatés.

Une régulation incitative consiste à définir, pour une période plus longue, une formule d'évolution des tarifs qui tient compte d'objectifs de productivité que fixe le régulateur. Si le gestionnaire de réseaux ou d'infrastructures dépasse l'objectif de productivité qui lui a été fixé, il gardera une partie de l'économie qu'il a réalisée, l'autre partie étant restituée aux utilisateurs par une baisse des tarifs suivants. Le gain additionnel pour l'opérateur constitue ainsi le moteur de l'incitation.

La mise en place d'un tel tarif offre aussi une meilleure visibilité aux opérateurs et à leurs clients, dans la mesure où les tarifs

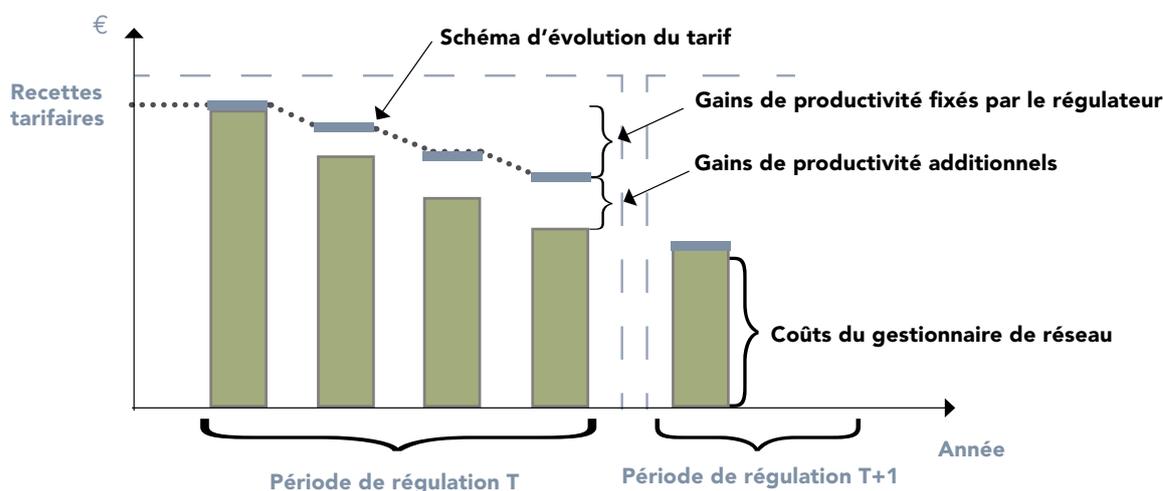
sont fixés pour une période plus longue.

Les efforts de productivité des gestionnaires de réseaux et d'infrastructures doivent, dans le même temps, s'accompagner du maintien, voire d'une amélioration de la qualité du service offert aux utilisateurs. Pour ce faire, il faut compléter les incitations portant sur la productivité des opérateurs par plusieurs mécanismes :

- suivi et publication d'indicateurs de qualité ;
- mise en place d'engagements de qualité, avec versement par l'opérateur de contreparties financières en cas de non respect des engagements ;
- mise en place d'un système impactant le revenu de l'opérateur en fonction de l'atteinte des objectifs de qualité fixés.

La mise en place d'un tarif incitatif nécessite la connaissance par l'autorité de régulation des gains de productivité potentiels

Régulation incitative à la productivité :



En bref

> Antargaz : le premier distributeur 100% GRD

L'attribution de la concession de Schweighouse-Thann (bourg du Haut-Rhin de 800 habitants) à la société Antargaz est une première à double titre. C'est en effet la première fois qu'une concession de distribution de gaz naturel est attribuée à une entreprise autre que Gaz de France ou une entreprise locale de distribution. Par ailleurs, Antargaz devient ainsi le premier gestionnaire de réseau de distribution n'appartenant pas à un groupe qui exerce une activité de fourniture de gaz naturel.

Infrastructures Productivité

gaz naturel ainsi que ceux des terminaux méthaniers. Ils sont proposés collectivement engagés, dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un

de régulation incitatif. Il s'agit ainsi d'inciter les opérateurs à maîtriser

La régulation incitative chez nos voisins européens

Le premier régulateur européen à avoir mis en place, dès le début des années 1990, des mécanismes incitatifs fut le régulateur anglais (OFGEM). Les autres régulateurs ont adopté ces mécanismes incitatifs au début des années 2000. Parmi eux, on peut citer les régulateurs des pays nordiques (NVE en Norvège, SEA en Suède et EMV en Finlande), de l'Autriche (E-Control), des Pays-Bas (DTe), de l'Italie (AEEG), de l'Espagne (CNE) et du Portugal (ERSE). Le régulateur allemand (BNetzA) envisage de mettre en place ce type de régulation en 2009.

que peuvent réaliser les opérateurs sur la période de régulation. Ceci implique de définir les charges de l'opérateur sur lesquelles ces gains seront réalisés.

Les périmètres de ces charges doivent être stabilisés, ce qui en France n'a été réalisé que récemment avec l'achèvement du processus de filialisation des gestionnaires de réseaux de distribution.

Les investissements restent intégralement couverts par les tarifs

Dans un premier temps, l'objectif de productivité porte sur les charges d'exploitation maîtrisables, les investissements restant intégralement couverts par les tarifs. Imposer un objectif de productivité aux investissements requiert, en effet, de pouvoir identifier la part maîtrisable des charges de capital, ce qui est un exercice plus complexe.

La CRE a mené au mois d'octobre 2007 une consultation publique sur les principes de tarification de l'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel. Une majorité d'acteurs s'est montrée favorable à l'allongement de la période tarifaire et à la mise en place d'un mécanisme incitatif à la productivité. Ils ont également été nombreux à souhaiter la mise en place d'un tel mécanisme pour la qualité du service.

Dans le cadre de l'élaboration des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, les principes de tarification et d'incitation à la productivité, ainsi que la régulation incitative de la qualité ont également fait l'objet d'une consultation publique qui s'est achevée le 12 mars 2008.

Les règles générales d'accès aux réseaux de gaz devront être complétées pour y introduire des dispositions spécifiques aux centrales à gaz. L'importance des débits appelés et leurs variations en cours de journée conduisent, en effet, à transmettre les prévisions de consommation pour le lendemain pour chaque centrale, avec un détail de la modulation horaire, alors que les besoins des autres clients sont, pour chaque fournisseur, agrégés sur la journée et par zone tarifaire.

Compléter les règles d'accès aux réseaux

La montée en régime très rapide de ces débits ne pourra être garantie par le réseau que si le gestionnaire de la centrale respecte un préavis, dont la durée est fixée chaque jour pour le lendemain par le gestionnaire de réseau. Comme toutes les règles d'accès aux infrastructures de gaz, ces nouvelles dispositions devront être soumises à l'approbation de la CRE. Cette dernière veillera à ce que les conditions soient réunies pour permettre aux centrales à cycle combiné de bénéficier pleinement de leur droit d'accès, sans qu'il soit porté atteinte à la qualité du service offert aux autres utilisateurs.

La CRE contrôle également que les conditions de raccordement au réseau de transport d'électricité de ces centrales puissent se faire dans des délais comparables à ceux des investissements de production. En particulier dans la zone nord de la France, où le réseau de transport est parcouru par d'importants flux d'énergie, les renforcements déjà décidés permettront d'accueillir les premières demandes de raccordement de production. Toutefois, l'insertion de centrales à cycle combiné supplémentaires nécessitera de poursuivre l'adaptation du réseau de transport d'électricité.

Dans l'hypothèse où la mise en service d'une centrale interviendrait avant que le renforcement du réseau de transport d'électricité n'ait pu être réalisé, RTE devra faire des arbitrages entre les unités de production. Ces dispositions de compensation devront s'appliquer à tous les producteurs de manière non-discriminatoire.

> Hugues Hourdin nommé à la CRE



Hugues Hourdin, conseiller d'Etat, a été nommé membre de la CRE, pour un mandat de 6 ans, par le président du Sénat. Il remplace Jacques-André Troesch, dont le mandat a pris fin le 28 février 2008. Ancien élève de l'ENA, Hugues Hourdin, 54 ans, a été rapporteur général du comité de réflexion et de proposition sur la modernisation et le rééquilibrage des institutions de la V^e République. Présidé par M. Edouard Balladur, ce

comité a travaillé de juillet à novembre 2007. Conseiller au Tribunal administratif de Paris (1981-1989), Hugues Hourdin fut chargé de mission au secrétariat général du RPR, auprès de M. Alain Juppé (1989-1991) avant d'être conseiller à la Cour administrative d'appel de Paris (1991-1993). Il rejoint ensuite le cabinet d'Edouard Balladur à Matignon, comme conseiller pour les affaires sociales (1993-1994).



Colette Lewiner, >
vice-présidente
de CapGemini

« Il faut encourager les investissements méthaniens par une réglementation »

En novembre 2007, la CRE a mis en place un groupe de travail des experts du marché du gaz naturel liquéfié, il avait pour mission de faciliter les décisions et les avis de la CRE. Colette Lewiner, présidente du groupe, a été chargée de la présidence des questions de Décryptages.

Décryptages : A la demande de la Commission de régulation de l'énergie vous avez accepté de présider un groupe de travail sur la régulation des terminaux méthaniens en France. Pouvez-vous nous rappeler les grandes lignes de la mission qui vous a été confiée ?

Colette Lewiner : C'est une démarche exceptionnelle : la CRE n'avait auparavant jamais confié à un groupe de travail extérieur, constitué de représentants d'acteurs du marché (comme Total, Gaz de France, Poweo...), d'économistes, d'un représentant de l'Uniden^[1], d'un représentant du gouvernement et de moi-même, une mission pour l'éclairer sur la régulation.

Cette réflexion se situe dans un contexte européen où, bien que le marché du gaz ne soit pas aussi fluide que celui de l'électricité, il y a néanmoins déjà de la concurrence. Cette concurrence est appelée à se développer au fur et à mesure de l'accroissement de la capacité de transport intérieur de gaz sur le marché européen. Elle sera donc bien réelle vers 2015, date à laquelle les nouveaux terminaux à l'étude en ce moment devraient être en service.

Il y a aujourd'hui deux régimes de régulation. Premièrement, un régime régulé obligeant les propriétaires d'infrastructures à ouvrir l'accès aux tiers. C'est le régime adopté en France jusqu'à présent. Certains pays, comme les Etats-Unis et la Grande Bretagne ont une attitude différente : ils considèrent que les terminaux appartiennent à l'amont gazier et que, à ce titre, ils ne doivent pas être régulés.

En Europe, la directive prévoit, comme règle de base, la régulation mais elle permet aussi un régime d'exemption, examiné au cas par cas. Cela est susceptible de créer des situations de coexistence dans un même pays de deux régimes : un régime régulé et

un régime exempté. La question se pose en France : est-ce que les futurs terminaux pourront être exemptés alors que les terminaux actuels sont régulés ? Dans quelles conditions ces deux systèmes pourraient-ils coexister ?

Alors que trois réunions se sont déjà tenues, quels commentaires vous inspire l'avancement des travaux ?

Au sein du groupe, il y a une très bonne ambiance et le débat est passionnant. Dès la première réunion, j'ai demandé à chacun des membres de s'exprimer en tant qu'expert et de ne pas émettre seulement le point de vue de leur entreprise. Puisque l'ensemble des acteurs intéressés ne pouvaient faire partie du groupe, sinon nous aurions été trop nombreux, nous avons créé un site Internet^[2] où nous publions nos comptes rendus et sur lequel les personnes intéressées peuvent faire des remarques. Tout cela nous met en bonne position pour émettre des recommandations susceptibles de recueillir un large consensus.



L'investisseur et l'expéditeur veulent avoir une visibilité de long terme sur les tarifs ou les prix



Nous avons étudié la situation du gaz naturel liquéfié (GNL) dans le monde, la croissance du marché et la situation en Europe. En ce qui concerne les terminaux de re-gazéification (dits terminaux méthaniens) situés dans les pays consommateurs, on distingue trois catégories d'acteurs : l'investisseur, l'opérateur et l'expéditeur. L'investisseur (qui est souvent aussi

l'opérateur) et l'expéditeur veulent avoir une visibilité de long terme sur les tarifs ou les prix. Nous avons réfléchi à un moyen de donner plus de visibilité sans pour autant figer complètement les tarifs. Nous réfléchissons également aux conditions précises sur le fonctionnement du terminal pour notamment éviter des rétentions de capacité susceptibles de bloquer la concurrence. Il n'y a pas aujourd'hui en Europe de règles pleinement satisfaisantes. Celles qui existent sont-elles indispensables ? Faut-il les adapter ?

En revanche, ce qui est clair, c'est que pour développer la concurrence pour le consommateur final, il faut que des sociétés plus petites qui n'ont pas tous les moyens d'investir, puissent faire re-gazéifier leurs cargaisons de GNL dans des terminaux construits par d'autres.

Les rapports des commissions particulières des débats publics locaux relatifs aux projets d'implantation de nouveaux terminaux ont été publiés. Quels enseignements en tirez-vous pour la suite de vos travaux ?

En France, il y a actuellement quatre projets. Trois rapports de débats publics locaux ont déjà été rendus. Ils concernent les projets de Dunkerque (EDF), d'Antifer (Gaz de Normandie), et du Verdon (4Gas). Le dernier projet concerne un nouveau projet à Fos. L'acceptation locale est un point très sensible car les rejets des populations accroissent à la fois le montant des investissements et les délais de réalisation. Le fossé est considérable entre la vision mondiale et européenne des besoins et le point de vue local. L'intérêt global n'est jamais bien compris au niveau local. Les riverains ne se rendent pas compte que, pour alimenter, leur chaudière, il faut bien que le gaz arrive de quelque part !

issements dans les terminaux n adaptée »

sur la régulation des terminaux méthaniers en France. Regroupant
mission de rendre un rapport de synthèse, dont les conclusions
présidente de ce groupe de travail, a accepté de répondre aux

Nous allons essayer d'être le plus pédagogique et convaincant possible dans notre rapport car il faut que l'intérêt national soit bien compris. Nous allons aussi recommander des modes de régulation qui encouragent l'investissement.

Quel est votre point de vue sur la problématique du marché du GNL?

Ceux qui dominent le marché du GNL sont les pays producteurs de gaz. A l'horizon de l'étude (2015), l'offre de GNL sera contrainte et les pays producteurs seront de plus en plus amenés à arbitrer entre les différentes destinations des méthaniers. Sur le plan du transport et de l'approvisionnement, la France est bien placée. Encore faut-il que ses terminaux soient attractifs, qu'ils aient des capacités suffisantes, voire des surcapacités par moment. Il faut réaliser que la France a beaucoup d'atouts sur ce marché. Elle a l'expérience de l'exploitation du GNL depuis 1972. Ensuite, elle a de nombreux kilomètres de côtes. Par ailleurs, la capacité des terminaux existants peut être augmentée, ce qui est une solution moins chère que d'en construire de nouveaux.

« Il faut réaliser que la France a beaucoup d'atouts sur ce marché. Elle a l'expérience de l'exploitation du GNL depuis 1972 »

Quels sont selon vous les principaux obstacles au développement de la concurrence en France ?

Les tarifs réglementés de vente de gaz constituent l'obstacle majeur au

développement de la concurrence. Qui plus est, les opérateurs historiques, EDF et GDF ont une très bonne réputation : cela non plus n'incite pas les consommateurs à aller chercher des offres ailleurs. Tout ceci conduit à un taux faible de basculement des clients. Cependant, dans les autres pays européens où la concurrence existe depuis plus longtemps, on constate qu'il y a un apprentissage de la concurrence par les consommateurs et que leur taux de basculement augmente en général avec le temps.

Quelles sont selon vous les propositions les plus intéressantes dans le «troisième paquet énergie» de la Commission européenne, susceptibles de jouer un rôle favorable à l'intégration des marchés ?

Il y a un ensemble de bonnes mesures, à commencer par le renforcement du rôle des régulateurs et leur coordination au niveau européen. Je ne suis pas certaine qu'il faille un régulateur européen car le risque est de rajouter une couche administrative. Le renforcement du rôle et de la coopération des gestionnaires de réseau constitue une autre bonne mesure. J'estime également que la mise en place d'un observatoire européen est une bonne proposition, de même que la transparence des informations en cas de crise. Cela fluidifie le marché, favorise le négoce et permet de réagir plus vite en cas de problème. En revanche, l'effet de l'*ownership unbundling* (séparation patrimoniale des réseaux) sur la baisse des prix au consommateur final n'est pas prouvé.

>>> [1] Union des industries utilisatrices d'énergie.

>>> [2] <http://gttm.cre.fr>

Eclairages sur l'accès aux tarifs réglementés

Le législateur a aménagé les conditions d'accès aux tarifs réglementés de vente de gaz et d'électricité.

La loi du 21 janvier 2008 a modifié la loi du 13 juillet 2005, en ce qui concerne les conditions dans lesquelles les consommateurs peuvent avoir accès aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz. La loi distingue plusieurs cas, en fonction du type d'énergie concernée, du caractère professionnel ou domestique de l'usage qui en est fait et de la puissance souscrite (inférieure ou égale à 36 kVA).

Désormais, le consommateur domestique peut accéder aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel s'il en fait la demande avant le 1^{er} juillet 2010 et à condition de n'avoir pas fait lui-même usage, pour le site concerné, de la faculté de choisir son fournisseur.

Un consommateur domestique d'électricité a également la faculté, sous réserve de respecter le même délai, de demander un retour aux tarifs réglementés pour cette énergie, s'il a usé de son droit de choisir librement son fournisseur pour un site, depuis plus de six mois. Cette possibilité n'est, toutefois, pas ouverte aux consommateurs domestiques de gaz naturel.

Le principe d'irréversibilité continue de s'appliquer aux consommateurs professionnels d'électricité et de gaz. Néanmoins, la loi du 21 janvier 2008 a ouvert la possibilité d'accéder aux tarifs réglementés d'électricité pour les consommateurs professionnels, souscrivant une puissance électrique égale ou inférieure à 36 kVA, à condition d'en faire la demande avant le 1^{er} juillet 2010 et de n'avoir pas fait usage pour eux-mêmes, pour le site concerné, de la faculté de choisir leur fournisseur.

Depuis la loi du 5 mars 2007, les consommateurs d'électricité, domestiques comme professionnels, qui s'installent dans un nouveau site raccordé aux réseaux avant le 1^{er} juillet 2010, peuvent conclure un contrat de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente. Cette possibilité a été étendue uniquement aux consommateurs finals domestiques de gaz naturel par la loi du 21 janvier 2008.

En application de l'article L121-87 du code de la consommation, il appartient aux fournisseurs d'énergie d'indiquer clairement à leurs clients potentiels si les offres qu'ils leur font sont aux tarifs réglementés ou à des prix libres. Ils doivent aussi leur indiquer les conditions de retour aux tarifs réglementés.

>>> En savoir plus sur le choix des offres : clients particuliers : www.energie-info.fr/pratique/comparer-offres clients professionnels : www.cre.fr puis sélectionner «Guide du consommateur professionnel»



La CRE et les énergies renouvelables

Pour inscrire durablement l'économie européenne dans une logique de respect de l'environnement, le cadre législatif communautaire⁽¹⁾ a défini des objectifs en matière de production d'énergie. Chaque Etat membre est tenu de mettre en place des dispositifs favorisant le développement des énergies renouvelables. En France, la CRE joue un rôle dans leur mise en oeuvre.

L'Union européenne a assigné des objectifs ambitieux aux Etats membres en matière d'énergies renouvelables. Dans ce cadre, deux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables ont été prévus en France par la loi du 10 février 2000 :

- l'obligation d'achat par EDF et les Entreprises locales de distribution (ELD) de l'électricité produite par les installations utilisant des sources d'énergies renouvelables (énergies éolienne, solaire, géothermique, houlomotrice, marémotrice et hydraulique, ainsi que l'énergie issue de la biomasse, du gaz de décharge, du gaz de stations d'épuration d'eaux usées et du biogaz) ;
- les appels d'offres, lancés par le ministre chargé de l'énergie, qui ont pour but de développer de telles installations dans le cadre des objectifs fixés par la programmation pluriannuelle des investissements.

La CRE intervient à la fois dans la mise en oeuvre de ces dispositifs et dans leur financement.

Elle rend un avis consultatif aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant des sources d'énergies renouvelables. La CRE vérifie que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations n'excède pas une rémunération normale des capitaux.

Implication de la CRE dans les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables

En 2006 et 2007, la CRE a donné un avis sur les nouvelles conditions d'achat de l'électricité produite à partir des installations, biogaz, photovoltaïque, géothermique et hydraulique. En particulier, elle a émis en juin 2006 un avis défavorable sur le tarif envisagé pour la filière éolienne. Alors même que cette filière connaît déjà le développement le plus important, la CRE a estimé que ce tarif occasionnait, pour les investisseurs, une rentabilité très

Mise en oeuvre de la procédure des appels d'offres

Afin d'atteindre les objectifs qu'il a arrêtés dans la programmation pluriannuelle des investissements, le ministre chargé de l'énergie peut décider de lancer des appels d'offres, s'il estime que le développement des moyens de production par le marché ou par le biais des obligations d'achat ne suffira pas. EDF et les ELD sont obligées d'acheter l'électricité produite par les projets retenus.

La CRE est chargée de la mise en oeuvre de la procédure : sur la base des conditions définies par le ministre chargé de l'énergie, elle propose un projet de cahier des charges, que le ministre peut modifier avant de l'arrêter, elle répond aux questions éventuelles des candidats, reçoit, instruit, note et classe les dossiers de candidature, puis donne un avis motivé sur le choix qu'envisage d'arrêter le ministre.

Filière	Année de lancement de l'appel d'offres	Arrêtés d'autorisation d'exploiter (ministre)	Puissance retenue (puissance recherchée) MW
Biomasse	2007		Puissance totale des offres : 692 MW pour 300 recherchés
Eolien à terre	2004	7 décembre 2005 7 projets	278 (500)
Eolien en mer	2004	13 octobre 2005 1 projet	100 (500)
Biomasse, biogaz	fin 2003	11 janvier 2005 14 projets biomasse 1 projet biogaz	216 (200) biomasse 16 (50) biogaz

supérieure à ce qui serait nécessaire pour susciter l'investissement dans ces moyens de production. Par ailleurs, la CRE met en oeuvre la procédure des appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie. Des parcs éoliens en mer aux centrales de production à partir de la biomasse, la CRE joue ainsi un rôle important dans la sélection des projets de production d'électricité à partir de sources renouvelables.

Chaque année, la CRE évalue le montant des charges correspondant à ces dispositifs de soutien, qui sont une des composantes des charges de service public de l'électricité. Ces dernières comprennent également les charges liées au soutien à la cogénération, les surcoûts de production liés à la péréquation tarifaire⁽²⁾ dans les DOM, en Corse et à Mayotte, et les charges dues aux dispositions sociales pour les personnes en situation de précarité.

Le soutien aux énergies renouvelables intégré dans les charges de service public

Les charges de service public constatées au titre de 2006 s'élèvent à 1,5 milliards d'euros, dont 110 millions d'euros de charges dues au soutien aux énergies renouvelables⁽³⁾ (environ 7%). Celles-ci sont évaluées, pour EDF, à partir de la différence entre le prix d'achat payé au producteur, fixé par les Pouvoirs publics ou résultant d'un appel d'offres, et les prix de marché spot⁽⁴⁾. Plus les prix de marché augmentent, plus les charges liées aux énergies renouvelables diminuent, et vice versa. Ainsi elles seront plus importantes en 2007, en raison de la baisse des prix de marché spot constatée par rapport à 2006 (voir graphique). Avec le développement de la filière éolienne, les volumes d'achat d'électricité d'origine

Esther Pivet,
chef du département
« Service public et
tarifs réglementés ».



De la Direction des constructions navales (DCN) à la CRE, il n'y a

qu'un pas... franchi en 2003 lorsque Esther Pivet a vu une fiche de poste à pourvoir. Il s'agissait du poste de chef du département « Service Public ». Le régulateur ne s'appelait pas encore Commission de régulation de l'énergie, mais Commission de régulation de l'électricité. Après 12 ans passés à la DCN, et, plus précisément, dans le domaine des systèmes d'armes des sous-marins, Esther décide de tourner la page « armement ». « Je savais que le secteur de l'énergie était en mouvement » explique-t-elle. « Cela m'a paru très motivant de suivre cette révolution, tout en restant dans le service public qui me tient toujours très à cœur ».

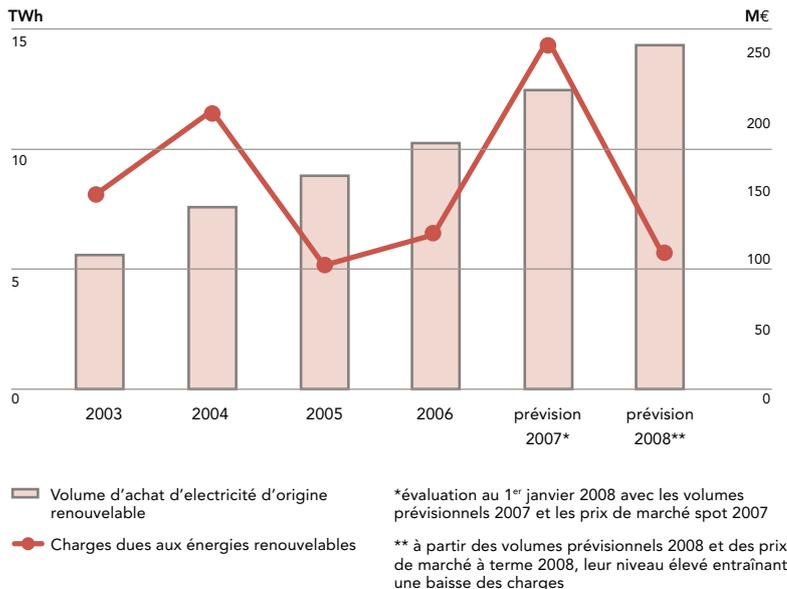
Après 5 années passées à la CRE, Esther ne se lasse pas de son poste, qui, comme le secteur de l'énergie, est en mouvement perpétuel. « Chaque année il y a des modifications législatives et réglementaires » souligne-t-elle.

L'une des missions du département qu'elle dirige est de travailler sur la CSPE. Il s'agit de la contribution payée par tout consommateur final en France pour financer les charges supportées par EDF et les entreprises locales de distribution (ELD) pour l'achat de l'électricité d'origine renouvelable et issue de la cogénération, la péréquation tarifaire et le tarif social de l'électricité. Comme toute charge répercutée sur la facture du consommateur, le sujet est sensible.

Autre sujet délicat : Esther travaille sur les tarifs réglementés de vente du gaz et de l'électricité. Sa mission ? S'assurer que ces tarifs couvrent bien les coûts. « Mais la loi n'est pas plus précise » ajoute-t-elle. « Ce n'est pas toujours évident ». Sur ce sujet, la CRE transmet au Gouvernement un avis qui n'est « que » consultatif. Force est de reconnaître que le Gouvernement ne tient pas toujours compte des avis de la CRE... Mais cela ne décourage pas Esther. « Le plus important est que la CRE continue de jouer un rôle de garde-fou et que nos avis soient publiés au Journal Officiel. »

Le dernier dossier « chaud » dont Esther a la responsabilité concerne les tarifs d'obligation d'achat des énergies renouvelables et de la cogénération. Là encore, les avis de la CRE ne sont que consultatifs, mais ils sont souvent cités dans les recours juridiques. Point commun entre toutes ces missions : s'assurer que les dépenses consacrées au service public sont bien évaluées et bien utilisées. Esther veille au grain...

Augmentation des volumes d'achat d'électricité issue d'énergies renouvelables et charges de service public correspondantes



renouvelable sont en augmentation. Les charges de service public de l'électricité sont compensées aux fournisseurs historiques qui les supportent (EDF à 98%) par la contribution au service public de l'électricité (CSPE), que tous les consommateurs finals français payent sur leur facture d'électricité. La CRE propose la CSPE au ministre chargé de l'énergie, sur la base d'une assiette de kWh contributeurs tenant compte des plafonds fixés par la loi pour les grands consommateurs⁽⁵⁾.

Enfin, la CRE supervise le recouvrement de la CSPE auprès des consommateurs finals, réalisé, selon les cas, par les fournisseurs, les gestionnaires de réseau ou la Caisse des dépôts et consignations (CDC). Elle organise la compensation des fournisseurs supportant des charges avec le concours de la CDC.

>>> (1) Directive européenne sur le marché intérieur de l'électricité de juin 2003.

>>> (2) L'électricité produite est facturée au consommateur final au même prix qu'en métropole malgré un coût de production plus important (ex : installations de taille plus modeste, absence de nucléaire, tarifs d'obligation d'achat plus élevés...).

>>> (3) En métropole.

>>> (4) Pour les ELD, les prix de marché spot et le tarif de cession sont pris en compte.

>>> (5) Pour plus de détails : http://www.cre.fr/fr/espace_operateurs/service_public_de_l_electricite_cspe/mecanisme



◀ Carlo Schmid,
Président de l'Elcom.

La Suisse entre dans l'Europe de l'électricité

Créée le 1^{er} janvier 2008, la commission fédérale de l'électricité, l'ElCom, est chargée de mettre en place le processus d'ouverture du marché suisse et de veiller au bon fonctionnement des réseaux électriques. Interview de son Président.

Décryptages : Quel est le contexte institutionnel de l'ouverture du marché de l'électricité en Suisse ?

Carlo Schmid : En 2002, le gouvernement suisse a proposé une loi sur l'ouverture du marché de l'électricité qui fut rejetée par les citoyens. En 2003, le Tribunal fédéral, s'appuyant sur la loi sur les cartels, a décidé que le transit d'électricité sur un réseau étranger devait être garanti. Cela donna lieu à l'élaboration d'une loi sur l'approvisionnement en électricité, adoptée par l'Assemblée fédérale en mars 2007 et mise en vigueur par étapes dès le 1^{er} janvier 2008. Selon le calendrier établi, les gros consommateurs professionnels pourront choisir librement leur fournisseur d'électricité à partir du 1^{er} janvier 2009. Les petits consommateurs professionnels et résidentiels devront patienter jusqu'en 2014.

Pouvez-vous décrire votre mode d'organisation ainsi que vos principales missions et compétences ?

La commission fédérale de l'électricité, l'ElCom, comprend une commission ainsi que deux secrétariats permanents. La commission se compose de 7 membres indépendants, élus par le Conseil fédéral pour un mandat de 4 ans renouvelable. La commission siège une fois par mois. Les commissaires exercent par ailleurs une autre profession.

Autorité nationale indépendante de régulation, l'ElCom veille au respect de l'application de la nouvelle loi sur l'approvisionnement en électricité et sur l'énergie. Par ailleurs, la commission dispose de compétences juridictionnelles étendues : elle prend des décisions et édicte des directives. L'ElCom peut agir d'office ou à la suite d'une plainte.

Les missions de l'ElCom sont les suivantes :

- Elle contrôle le libre accès au réseau ainsi que les rémunérations pour l'utilisation du réseau. La commission peut interdire une augmentation injustifiée du prix de l'électricité ou faire baisser un prix qu'elle juge trop élevé ;
- Elle assure la fonction de médiateur et tranche les litiges relatifs à l'accès au réseau d'électricité ;
- Elle rend des décisions en cas de litiges liés aux compensations qui seront versées aux producteurs d'énergies renouvelables à partir de 2009 ;
- Elle surveille la sécurité de l'approvisionnement en électricité et la qualité des réseaux ;
- Elle règle l'attribution des capacités sur le réseau en cas de congestions au niveau des interconnexions transfrontalières et coordonne son activité avec les régulateurs européens ;
- Elle veille à ce que l'exploitation et la propriété du réseau de transport soit transférée à la société Swissgrid, gestionnaire du réseau suisse.

Comment s'organisent les réseaux électriques suisses et quel est leur mode de régulation ?

Le réseau électrique suisse comprend le réseau de transport (6700 km) et les réseaux de distribution.

Actuellement, le réseau de transport appartient à une quarantaine d'entreprises qui, d'ici 2013, devront en transférer l'exploitation et la propriété à la société Swissgrid. A la suite de ce transfert, la propriété et l'exploitation de ce réseau (domaine monopolistique) seront séparés des activités en concurrence, telles que la production et la fourniture d'électricité. Les réseaux de distribution resteront la propriété de quelques centaines de gestionnaires de réseaux. Ils devront néanmoins être séparés des autres domaines d'activité aux plans comptable et organisationnel.

Comment envisagez-vous la place de la Suisse dans un marché européen de l'énergie intégré ?

Compte tenu de sa situation géographique, la Suisse continuera à jouer un rôle clé en tant que plaque tournante de l'électricité. Bien qu'elle ne soit pas membre de l'Union européenne, la Suisse s'efforce de réaliser des projets internationaux importants conjointement avec ses pays voisins. C'est pourquoi l'ElCom souhaite collaborer étroitement avec les organes de régulation européens et partager ainsi ses premières expériences en tant que régulateur.

Fonctionnement du marché européen de l'électricité : le rôle de la Suisse

La Suisse, par sa position géographique centrale et les spécificités de sa production électrique (plus de 50% d'hydraulique), joue un rôle essentiel dans le fonctionnement du marché européen de l'électricité. Son rôle de fournisseur d'énergie de pointe renouvelable est d'une grande importance dans les échanges transfrontaliers avec les pays voisins, (Italie, Allemagne et France). Dans le cas de l'interconnexion franco-suisse, la mise en place de mécanismes de marché pour allouer les capacités d'interconnexion reste conditionnée à la fin de la priorité d'accès des contrats historiques.

Les récents développements dans la construction d'un grand marché européen de l'électricité et le *black out* survenu en Italie en 2003, ont amené l'Union européenne et la Suisse à envisager la nécessité d'améliorer leurs propres règles de fonctionnement, et de mieux intégrer les deux marchés. Des négociations entre la Suisse et l'Union européenne ont été lancées le 8 novembre 2007.