

DéCRYPTAGES

n°12

Grand angle

Prix de gros de l'électricité et coût de production nucléaire : quel lien ?

Sur un marché de gros efficace, le prix de l'électricité reflète l'équilibre entre l'offre et la demande. Ce prix peut être très différent du coût moyen de production des centrales installées sur ce marché.

Pour une intégration sûre et fiable des EnR aux réseaux d'électricité

L'objectif fixé à la France par la proposition de directive européenne sur les énergies renouvelables (EnR) est extrêmement ambitieux : 23% d'électricité produite à partir de sources renouvelables d'ici 2020. D'ores et déjà en cours de transposition dans le projet de loi de mise en œuvre du Grenelle de l'environnement, il nécessitera un développement important de toutes les filières renouvelables, dans des conditions économiquement et écologiquement raisonnables.

Comme le recommande le rapport de la Présidence française de l'Union européenne sur la sécurité énergétique, présenté au Conseil européen du 16 octobre dernier, l'intégration des EnR au réseau européen d'électricité doit être « sûre et fiable ».

Une telle intégration est délicate en raison du caractère intermittent, difficilement prédictible et décentralisé de la plupart des EnR. De plus, le développement de ce type de production, lorsqu'il sera massif, nécessitera de renforcer les réseaux et leur intégration en Europe, et d'en améliorer les outils de gestion. Dans cette perspective, en complément de ses travaux favorisant l'intégration régionale des marchés européens, la CRE participe à l'évolution des règles d'exploitation du système électrique interconnecté pour accueillir la production décentralisée.

Plus largement, dans la mesure où la CRE promeut l'accès non-discriminatoire de tous les acteurs aux réseaux publics d'électricité – principe au cœur d'un marché ouvert – la problématique du raccordement des EnR, quelles qu'elles soient, s'inscrit dans ses missions. La CRE s'assurera ainsi que les conditions juridiques, techniques et financières du raccordement de la production décentralisée aux réseaux sont bien réunies.



Philippe de Ladoucette
Président de la CRE.



Tours aéroréfrigérantes d'une centrale nucléaire

Le marché de gros de l'électricité est le lieu – physique ou virtuel – où les producteurs, fournisseurs et traders s'échangent des volumes d'énergie importants. Les fournisseurs sans moyen de production y achètent l'énergie qu'ils vendent aux clients finals, et les sociétés de trading y effectuent des opérations d'achat pour revente. Les producteurs, eux, utilisent le marché de gros pour optimiser leurs revenus.

Ainsi, les producteurs achètent lorsque le prix de gros est inférieur au coût des centrales qu'ils prévoient de faire fonctionner. Cela leur permet, en réduisant la production de ces centrales, de diminuer leur coût d'approvisionnement. A l'inverse, les producteurs vendent lorsque le prix de gros est supérieur au coût des centrales qu'ils ne prévoient pas de faire fonctionner ; cela leur permet de commercialiser leurs excédents de production.

Lorsque tous les producteurs ont réalisé ces optimisations, le prix de gros est nécessairement supérieur au coût de la plus chère des centrales utilisées : si ce n'était pas le cas, cette centrale

Pages 4-5

Parole d'expert

► Jacques Laurelut, Directeur général de GRTgaz, nous parle des enjeux auxquels le principal transporteur de gaz français est confronté.

Pages 6-7

En direct de la CRE

► De nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel entreront en vigueur au 1^{er} janvier 2009.



Un nouveau schéma d'indemnisation en expérimentation sur l'interconnexion France – Espagne

A la suite des discussions tenues dans le cadre de l'initiative régionale électrique Sud-ouest, la CRE et son homologue espagnol, la CNE¹, ont décidé d'indemniser les réductions de capacité d'interconnexion sur la base du différentiel de prix.

Les capacités d'interconnexion jouent un rôle essentiel dans le processus d'intégration des marchés. Leur qualité et leur quantité constituent des facteurs essentiels au développement des échanges et de la concurrence.

Le règlement européen 1228 du 26 juin 2003 demande aux gestionnaires de réseaux que, premièrement, « la capacité maximale des interconnexions [...] [soit] mise à la disposition des opérateurs de marché, dans le respect des normes de sécurité [...] » et deuxièmement, d'« optimis[er] le degré de fermeté des capacités [...] ». Lorsque les gestionnaires sont amenés, pour des raisons techniques ou économiques, à réduire les capacités d'interconnexion, ils sont tenus « d'indemniser l'opérateur du marché pour la perte des droits d'utilisation de capacités [...] ».

Des discussions intenses ont eu lieu au niveau européen et dans le cadre des initiatives régionales de l'électricité pour mettre en place un schéma d'indemnisation plus approprié au développement des échanges.

Sur la base de ces nombreux débats, la CRE considère que les principes du schéma d'indemnisation doivent répondre aux exigences suivantes :

- mieux refléter le coût réel d'une réduction des capacités pour les acteurs de marché participant aux échanges transfrontaliers ;
- limiter le risque financier qui sera supporté, sauf en cas de manquement manifeste des gestionnaires de réseaux, par le tarif d'utilisation des réseaux de transport ;
- permettre aux gestionnaires de réseaux de continuer à offrir le maximum de capacités aux horizons de temps annuel et mensuel.



Terminaux régulés : qu'en pense le marché ?

Une consultation sur l'utilisation des terminaux méthaniers a fait ressortir que les acteurs du marché gazier, s'ils sont satisfaits des services proposés, souhaitent plus de souplesse dans l'offre et davantage de visibilité tarifaire. Ils sont également favorables à une exemption à la régulation pour les nouveaux terminaux.

Il existe à ce jour deux terminaux méthaniers en service en France, gérés par GDF Suez : Montoir-de-Bretagne (10 Gm³/an) et Fos-Tonkin (7 Gm³/an). Un troisième terminal, géré par la Société du terminal méthanier de Fos Cavaou (STMFC), une filiale commune à GDF Suez et Total, est en cours de construction (8,25 Gm³/an). Son entrée en service, initialement prévue le 1^{er} avril 2008, a été repoussée au 1^{er} juin 2009.

Quatre projets de nouveaux terminaux méthaniers ont été annoncés en France. Ils sont situés à Antifer (Gaz de Normandie, dont l'un des actionnaires est Poweo), Dunkerque (EDF), Fos (Shell) et le Verdon (4Gas). Antifer, Dunkerque et le Verdon ont déjà fait l'objet d'une procédure de débat public et les trois investisseurs ont annoncé, entre juin et juillet 2008, leur intention de poursuivre leurs projets.

L'article 22 de la directive européenne du 26 juin 2003, concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, prévoit

la possibilité pour les nouvelles grandes infrastructures gazières (les interconnexions entre États membres, les installations de GNL ou de stockage) de bénéficier d'une exemption à l'accès des tiers et/ou à la régulation tarifaire, sous réserve de remplir des conditions prédéfinies. En vertu de ces dispositions, les porteurs des nouveaux projets de terminaux méthaniers pourraient demander une dérogation.

Dans ce contexte, la CRE a publié, le 22 juillet 2008, une consultation publique portant sur trois thèmes :

- les principes de tarification de l'utilisation des terminaux sur une échéance de court terme (2009-2011) ;
- les principes assurant une visibilité à long terme pour les tarifs applicables aux investissements créant de nouvelles capacités pour les terminaux régulés ;
- les modalités suivant lesquelles la CRE envisage de rendre son avis sur les demandes d'exemption.

> Audition du président de la CRE à l'Assemblée nationale

Philippe de Ladoucette, président de la CRE, a été auditionné par la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale le 22 octobre dernier. Abordant l'évolution du Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), il a rappelé que la CRE avait élaboré ce tarif en étroite concertation avec l'ensemble des acteurs concernés. En réponse à l'attention particulière portée par les parlementaires à la qualité de la distribution de l'électricité, il a souligné que les orientations de la CRE pour le TURPE permettront au gestionnaire de réseau de distribution ERDF de dégager à la fois un résultat net profitable sur la période 2009-2012, une rentabilité sur fonds propres qui dépasse les 10%, ainsi



A partir de ces principes, la CRE et la CNE ont décidé d'expérimenter, pour la première fois en Europe, un schéma de compensation fondé sur le différentiel de prix. En effet, celui-ci reflète le mieux la perte subie par un utilisateur de l'interconnexion se retrouvant dans l'impossibilité de réaliser les échanges transfrontaliers. Cependant, afin de limiter les risques financiers que pourraient faire peser un tel schéma d'indemnisation sur les tarifs d'utilisation des réseaux de transport, deux plafonds ont temporairement été introduits dans le schéma de compensation :

- Le premier vise à empêcher que le montant mensuel des compensations dépasse le niveau des recettes réalisées à travers les enchères des produits de long et moyen termes ;
- Le second fixe un seuil, calculé à partir des prix observés sur les marchés de gros de l'électricité, au différentiel de prix retenu pour la compensation.

Des discussions sont en cours pour mettre en place ce nouveau schéma d'indemnisation sur les autres interconnexions françaises et européennes. Sa mise en place permettra de réconcilier les positions extrêmes et antagonistes jusqu'alors avancées par les gestionnaires de réseaux, d'un côté, et les acteurs de marché de l'autre. Il constituera, à n'en pas douter, un pas supplémentaire important vers l'intégration des marchés électriques.

>>> (1) Comisión Nacional de Energía



Vingt-deux réponses ont été reçues et analysées par la CRE et une table ronde a été organisée le 16 octobre 2008. Il ressort de cette consultation que :

- les expéditeurs sont globalement satisfaits des services actuellement offerts, mais souhaitent une amélioration de la souplesse proposée ;
- les acteurs du marché se prononcent majoritairement pour une visibilité à long terme des tarifs, y compris pour les terminaux existants ;
- le marché est favorable à une exemption totale de l'accès des tiers et de la régulation tarifaire pour les nouveaux terminaux et s'interroge sur les difficultés que pourrait engendrer la cohabitation d'un régime régulé et d'un régime exempté sur un même terminal.

Parallèlement à cette procédure, la CRE a annoncé, le 29 septembre, qu'en raison du retard du chantier de Fos Cavaou, elle a l'intention d'élaborer sa proposition tarifaire pour les terminaux régulés au cours du 1^{er} trimestre 2009, au lieu de la fin octobre 2008 comme cela était annoncé dans la consultation publique.

qu'une capacité d'autofinancement qui permet de financer l'essentiel de ses investissements. Il a toutefois ajouté que donner la compétence d'approbation des investissements dans les réseaux de distribution au régulateur serait un gage de contrôle de l'adéquation des investissements avec les besoins, en complément du rôle essentiel des autorités concédantes au niveau local.

serait mise à l'arrêt par son producteur et la production globale serait insuffisante pour satisfaire la demande. De même, le prix est nécessairement inférieur au coût de la moins chère des centrales non-utilisées : si ce n'était pas le cas, cette centrale produirait pour vendre sur le marché.

Le prix de marché est donc guidé par le « coût marginal de production », qui est le coût de production d'un mégawattheure supplémentaire par la centrale la plus chère nécessaire à la satisfaction de la demande. Ce coût dépend de la situation de l'équilibre offre-demande sur le marché concerné et sur les marchés frontaliers, ainsi que des coûts de combustible et de permis d'émissions de CO₂ générés par cette production.

Le prix de gros n'a donc aucune raison de refléter le coût moyen de production nationale : il peut être inférieur ou supérieur, en fonction de la tension offre/demande. La détermination de la centrale qui produit ce « mégawattheure marginal » dépend davantage des moyens de production de pointe que des moyens de production de base⁽¹⁾ ; de plus, le coût moyen de production nationale inclut les coûts fixes des centrales (investissements, etc.), coûts qui n'ont pas d'effet sur la formation des prix de gros.


Investissement nucléaire : un effet potentiellement limité sur les prix de gros

S'il peut être justifié d'un point de vue économique pour son promoteur, l'investissement nucléaire peut n'avoir qu'un effet limité sur les prix de gros. Pour que la filière nucléaire influence ces prix, il faut, en effet, que cette filière puisse répondre pendant une grande partie de l'année à toute la consommation, y compris en période de pointe. Dans un tel schéma, de nombreuses centrales nucléaires fonctionneraient en régime dit de semi-base (quelques heures par jour), voire de pointe (quelques heures par an). L'apparition d'une telle situation supposerait des investissements massifs dans la filière nucléaire, bien au-delà du remplacement du parc de base existant.

De la même manière que les interconnexions permettent de bénéficier de la complémentarité des moyens de production et des demandes (baisse des émissions de CO₂, renforcement de la sécurité d'approvisionnement et de la solidarité entre Etats membres), tout effet modérateur du nucléaire sur les prix est partagé entre les pays interconnectés. En effet, les acteurs de marché, qui cherchent légitimement à tirer profit des différences de prix entre marchés, exportent l'énergie moins chère vers les marchés voisins jusqu'à égalisation des prix ou saturation des capacités d'export. En conséquence, à moins que les exportations ne soient en permanence congestionnées, l'effet d'un investissement nucléaire sur un marché serait « dilué » entre tous les marchés qui lui sont directement ou indirectement connectés.

>>> (1) La base est la partie constante de la charge d'un réseau sur une période donnée. Un produit base correspond à la fourniture d'un bloc d'électricité sur l'ensemble d'une période (exemple : de 0 heure à 24 heures pour un produit base journalier)



Jacques Laurelut, 
Directeur général
de GRTgaz

« La sécurité d'approvisionnement d'ouvrages qui sont dans les

Avant de quitter GRTgaz et de prendre la présidence de la st de gaz, Jacques Laurelut nous livre sa vision des enjeux auxq Alors que la majorité du gaz consommé en Europe est import marché européen du gaz.

Décryptages : *Vous allez bientôt quitter vos fonctions. Pouvez-vous nous dresser le bilan de ces quatre années à la tête de GRTgaz et nous dire ce dont vous êtes le plus fier ?*

Jacques Laurelut : Je voudrais tout d'abord rappeler que GRTgaz est le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel possédé précédemment par Gaz de France. Propriétaire du réseau et responsable de sa commercialisation, GRTgaz a été créé pour agir en toute équité avec l'ensemble des opérateurs présents ou qui souhaitent entrer sur le marché français. Aujourd'hui, GRTgaz existe comme une société, reconnue dans son domaine, aussi bien en France qu'en Europe. Le défi au départ a été de s'émanciper sans créer de tensions, de gérer la nouvelle entité et de proposer un nouveau projet aux agents... Nous avons, je crois, réussi cela sans heurts. Aujourd'hui, nous sommes reconnus comme étant indépendants de notre maison mère.

Avez-vous des regrets ?

Je n'ai aucun regret car GRTgaz est au rendez-vous des priorités que je m'étais fixées. En particulier nous avons toujours eu avec la CRE une communauté de vues en ce qui concerne la mission et les actions concrètes du transporteur pour soutenir l'ouverture et le fonctionnement du marché en France.

La discussion avec le régulateur, pour tout ce qui relève des coûts, est, par nature, plus difficile d'autant que les coûts croissants de la sécurité industrielle et la brusque montée des coûts des équipements ne permettront pas d'espérer une baisse des coûts de transport par la productivité sur les activités récurrentes.

Quel jugement portez-vous sur l'ouverture des marchés ? Quelles sont vos relations avec les acteurs ?

Les marchés se sont ouverts plus lentement que ce que tout le monde imaginait. Certains de nos clients estiment encore qu'ils ne peuvent pas rentrer dans nos réseaux. Nous avons agi partout où nous le pouvions mais nous ne pouvons rien en ce qui concerne l'approvisionnement en gaz. Le gaz vient de l'extérieur et, dans ce cas, nos moyens d'action sont beaucoup plus limités.

Dans un autre domaine, je pensais que nous aurions une cotation du gaz naturel sur le marché beaucoup plus rapidement. Toutefois, avec la création de la Bourse et l'apparition d'une seule zone tarifaire dans le Nord de la France, un grand pas en avant sera effectué début 2009.



Le passage à une seule zone dans le Nord de la France apporte une plus grande profondeur sur le marché et une plus grande diversité des offres



La CRE a proposé au gouvernement un nouveau tarif de transport sur une durée de quatre ans comportant la mise en place d'une incitation à la productivité du transporteur ainsi qu'un suivi de la qualité de service. Que pensez-vous de ce tarif ?

Le passage de trois zones à une seule dans le Nord de la France apporte une

plus grande profondeur sur le marché et donc une plus grande diversité des offres pour le consommateur. J'ajoute que le fait que le tarif soit désormais valable pour quatre ans au lieu de deux offre une plus grande visibilité aux acteurs. Tout cela est très positif. Néanmoins, il faut bien voir que, en ce qui concerne les investissements majeurs que le gestionnaire du réseau de transport doit réaliser, ces quatre années me paraissent peu. Dans notre domaine, quatre ans, c'est une durée très courte au regard d'investissements qui s'amortissent sur 50 ans. Nous aimerions avoir de la visibilité au-delà de quatre années...

Quels sont les principaux dossiers qui attendent votre successeur ?

Il devra mener un programme d'investissements considérable d'environ 600 millions d'euros par an. Une étude prospective à dix ans faisait apparaître un besoin d'investissements de quelque 5 milliards d'euros. Autre challenge : les relations avec le marché. Elles évoluent considérablement car les acteurs sont de plus en plus nombreux et exigeants. Cet aspect mobilise de plus en plus de temps. Ensuite, mon successeur devra travailler avec les transporteurs étrangers afin que l'accès depuis l'amont gazier au marché français s'améliore. Une des vocations de Gas Transmission Europe (GTE), l'instance qui représente les compagnies de transport de gaz en Europe et dont je suis président, est notamment de travailler pour fluidifier les interconnexions. Les transporteurs ont une marge importante d'amélioration sur une base bilatérale. C'est toujours plus facile de s'entendre à deux qu'à vingt-sept !

ement d'un pays dépend pays voisins ! »

structure préfigurant le réseau européen des transporteurs
uels le principal transporteur de gaz français est confronté.
é, il nous rappelle l'importance de la construction d'un véritable

Au niveau européen, que peut-on dire aujourd'hui de la coopération entre les opérateurs de transports ? Quelles sont les pistes d'améliorations possibles selon vous ?

Comme vous le savez, un troisième paquet énergie est en cours de discussion entre le Conseil et le Parlement européen pour favoriser l'émergence d'un véritable marché européen. GTE a créé une entité, GTE+ dont je suis responsable. Son objectif est de travailler avec les régulateurs, la Commission européenne et les acteurs du marché pour mettre en place la structure représentative des transporteurs (*European Network of Transmission System Operators for Gas*, ENTSOG) et pour écrire les codes réseaux européens du gaz.

“ 70% du gaz consommé en Europe traverse au moins une frontière ”

GTE+ travaille sur les futurs statuts d'ENTSOG et a lancé un programme de travail 2008-2009 qui inclut des travaux prioritaires tels la réalisation d'un *ten year* européen (pour identifier les capacités de transport manquantes en Europe), d'un *winter outlook* (pour identifier les goulets d'étranglement en conditions de pointe de consommation) et d'une plate-forme de transparence (capacités, flux, tarifs...) à destination des acteurs du marché, sans oublier des recommandations sur la vente de capacités de transport et des travaux relatifs à l'interopérabilité. Les transporteurs connaissent les aspects physiques du fonctionnement des réseaux qui sont nécessaires au développement de solutions adaptées. Ils sont forcément au cœur de ces évolutions.

Quels sont les principaux enjeux pour le marché du gaz en France ?

J'en vois principalement deux. Premièrement, les centrales à cycle combiné gaz (CCCG), car elles fonctionnent de manière discontinue. Elles posent des problèmes de gestion sur le réseau du gaz car nos installations ne sont pas prévues pour gérer ce type de centrale. Lorsqu'il n'y en avait pas, ou moins, nous disposions d'une certaine flexibilité. Désormais, la multiplication de ces moyens de production crée des à-coups sur le réseau. Nos principaux outils de flexibilité sont les terminaux méthaniers et les capacités de stockage. Il faudra également revoir le *dispatching* qui devra intégrer des régimes variables.

L'autre enjeu fondamental concerne la sécurité d'alimentation. Comment se prépare-t-on à résister à des scénarios de crise ? Aujourd'hui, la réponse apportée est essentiellement nationale alors que le marché est européen. La marge de progression en ce domaine est importante. 70% du gaz consommé en Europe traverse au moins une frontière. La sécurité d'approvisionnement d'un pays dépend donc d'ouvrages qui sont dans les pays voisins ! Enfin, il y aura forcément un problème de financement de ces infrastructures qui devront accroître la sécurité.

Quels sont les principaux défis de GRTgaz pour 2009 ?

Une grosse interrogation concerne la liaison Nord-Sud, entre la France et l'Espagne. La création de ce réseau coûterait environ 1,5 milliard d'euros. Les acteurs qui réclament cette infrastructure seront-ils prêts à en payer le coût ? On verra si le marché a toujours de l'appétit pour financer des capacités nouvelles...

Energie hydraulique : l'Union européenne fait barrage au droit de préférence

En vertu des objectifs européens, la quote-part d'électricité produite à partir de sources renouvelables doit passer en France de 10,3% à 23% d'ici 2020. Dans ce contexte, l'ouverture à la concurrence des concessions hydroélectriques, qui s'inscrit dans le cadre de la libéralisation des marchés de l'électricité, acquiert une dimension supplémentaire.

Pour répondre aux contraintes du droit communautaire, le processus de renouvellement des concessions hydroélectriques a dû être modifié. En 2006, la France a révisé la loi de 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, sans toutefois modifier le décret du 13 octobre 1994, relatif à la concession et à la déclaration d'utilité publique des ouvrages utilisant l'énergie hydraulique, pris en application de cette loi. Dès lors, la Commission européenne a engagé une procédure d'infraction et saisi la Cour de justice des communautés européennes (CJCE) pour les manquements de la France dans la mise en conformité de son droit interne avec le droit communautaire.

La Commission européenne considère que l'article 29 du décret de 1994, qui octroie une préférence au concessionnaire sortant, lors du renouvellement et de l'attribution de ces concessions, est contraire au droit communautaire. Elle estime que ce régime, en privilégiant les sociétés disposant déjà d'une concession et qui, de ce fait, sont établies en France, est incompatible avec le principe de liberté d'établissement qui interdit les restrictions à l'exercice d'activités économiques sur le plan transfrontalier et notamment toute forme de discrimination directe ou indirecte entre opérateurs communautaires.

Un décret du 26 septembre 2008 a introduit une modification du décret de 1994. Il rend ce dernier « eurocompatible », d'une part, en faisant disparaître le droit de préférence dont disposaient les concessionnaires sortant et, d'autre part, en instituant une procédure de publicité préalable ainsi qu'une procédure transparente de sélection des candidats, comme le prévoit le droit communautaire.

En revanche, ce même décret introduit un droit d'entrée lors du renouvellement de la concession. Ce droit d'entrée pourrait créer, indirectement, une barrière à l'entrée du marché français pour de nombreux opérateurs.



De nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel

Les nouveaux tarifs pour le transport du gaz naturel élaborés par la CRE viennent d'être approuvés par les ministres de l'économie et de l'énergie et entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2009. Ces quatrièmes tarifs constituent l'aboutissement d'un long travail de simplification et d'optimisation de l'accès au réseau de transport, initié par la CRE dès le début 2005.

Les tarifs actuels, en vigueur depuis janvier 2007, ont été conçus pour s'appliquer pendant une durée de deux ans. Les nouveaux tarifs sont nécessaires, afin de prendre en compte deux évolutions majeures :

- la fusion des 3 zones d'équilibrage actuelles (Nord, Est et Ouest) sur le réseau de GRTgaz en une grande zone d'équilibrage Nord, à compter du 1^{er} janvier 2009 ;
- la suppression des congestions entre GRTgaz et TIGF.

Les tarifs proposés par la CRE doivent couvrir les coûts prévisionnels d'un opérateur efficace. Compte tenu des incertitudes liées au marché gazier (évolutions du prix du gaz nécessaires au fonctionnement des stations de compression, concrétisation des projets de terminaux méthaniers ou de centrales électriques à gaz) et à la réglementation (renforcement des exigences sur la sécurité), cet exercice est complexe. Ainsi, pour définir les nouveaux tarifs de transport, la CRE a mandaté un cabinet externe pour analyser en profondeur les charges d'exploitation de GRTgaz et TIGF, en complément des analyses menées en interne.

Favoriser et accompagner le développement du marché du gaz

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport ne se limitent pas à une liste des prix utilisés par les GRT pour facturer l'acheminement. Ils sont également un élément très structurant de l'organisation et du fonctionnement du marché gazier. En effet, le gaz étant importé à plus de 97% en France, chaque nouveau tarif est l'occasion pour la CRE de réexaminer la structure tarifaire pour favoriser l'entrée et la circulation du gaz sur le territoire national. La structure tarifaire retenue, avec trois zones d'équilibrage qui se suivent du Nord au Sud, est l'aboutissement d'une longue concertation avec l'ensemble des acteurs du marché

engagée par la CRE début 2007. Elle a nécessité d'importants investissements mis en œuvre par les deux transporteurs et encouragés par la CRE, qui a accordé des taux de rémunération majorés pour ces projets.

Ce nouveau contexte permet une simplification de la structure tarifaire. Le système de tarification entrée-sortie par zone d'équilibrage recommandé

par la réglementation européenne, et retenu par la CRE pour la tarification du transport de gaz, est fondé sur un découpage du territoire en zones d'équilibrage en fonction des congestions physiques sur le réseau. Les expéditeurs peuvent faire circuler leur gaz librement et sans contrainte à l'intérieur de chaque zone en payant uniquement l'entrée et la sortie.

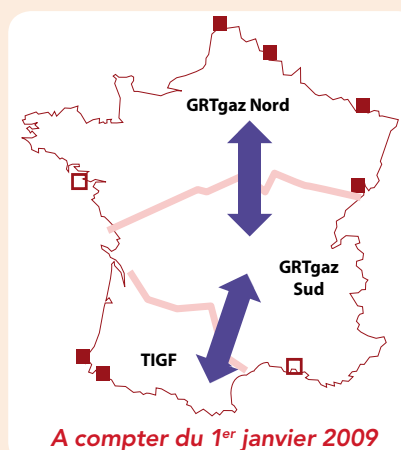
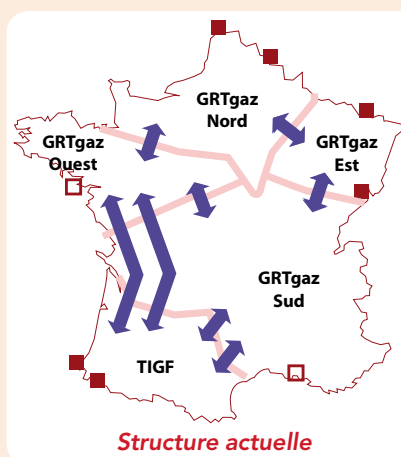
La fusion des zones d'équilibrage Est, Nord et Ouest, accompagnée du maintien des capacités fermes d'entrée dans la future grande zone Nord, permet une amélioration significative du fonctionnement du marché :

- elle permettra aux fournisseurs de mettre en concurrence leurs différentes sources d'approvisionnement en gaz et d'avoir accès à une zone de consommation importante pour faire bénéficier le consommateur final des sources les plus compétitives en fonction des circonstances ;
- elle contribuera à la constitution d'une place de marché française dotée d'une liquidité suffisante pour attirer de nouveaux acteurs sur le marché français du gaz.

En complément des investissements mis en œuvre par TIGF et GRTgaz pour décongestionner physiquement l'interface entre leur réseau, la CRE a invité les deux GRT à constituer un groupe de travail pour réfléchir à des propositions d'amélioration de la gestion de l'acheminement de gaz dans le Sud de la France. Les conclusions de ce groupe ont fait l'objet d'échanges approfondis avec le marché et ont abouti à :

- la simplification du schéma d'interface entre les deux transporteurs, avec la définition d'une interface unique entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF ;
- la commercialisation coordonnée des capacités à cette interface, garantissant à tout expéditeur disposant de la capacité de sortie d'un réseau, la capacité équivalente d'entrée sur l'autre réseau ;

Évolution de la structure tarifaire





Natacha HAKWIK
et **Houssam MOUMNI**,
Chargés de mission à la DIRGAZ⁽¹⁾

- la baisse du prix d'entrée sur le réseau de TIGF.
L'ensemble de ces mesures devrait permettre de favoriser le développement de la concurrence dans le Sud-ouest du territoire.

Un cadre de régulation incitatif

Dans la continuité du tarif de distribution de gaz en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2008, la CRE a mis en place une régulation incitative pluriannuelle pour le transport de gaz. Les nouveaux tarifs introduisent un nouveau cadre de régulation sur quatre ans offrant une meilleure visibilité pour les transporteurs et les utilisateurs des réseaux, avec trois axes d'incitation pour les GRT :

- la réalisation des investissements nécessaires au bon fonctionne-

dicateurs, dont certains sont incités financièrement, sur les domaines clés tels que la qualité des comptages ;

- la réalisation de gains de productivité sur les charges d'exploitation maîtrisables, par la mise en place, pour GRTgaz, d'un système de partage entre l'opérateur et les utilisateurs des gains qui seraient réalisés par rapport à la trajectoire de charges retenue pour fixer le tarif.

L'accès à la zone sud constitue un enjeu majeur pour les prochaines années, compte tenu de la congestion du réseau entre le nord et le sud de la France. Ce point soulève la question de l'évolution de la structure d'ensemble du transport de gaz et en particulier du nombre de zones d'équilibrage, qui

Un nouveau régime d'incitation à l'investissement

A partir du 1^{er} janvier 2009, la CRE a fixé un nouveau régime d'incitation à l'investissement dans les réseaux de transport de gaz, afin de mieux cibler les incitations à l'investissement, tout en offrant une meilleure visibilité aux GRT :

- suppression de la prime de 125 points de base précédemment attribuée à tous les investissements sur le réseau de transport entrés en service à compter du 1^{er} janvier 2004 ;
- attribution d'une majoration de 300 points de base, pour dix ans, pour tous les investissements sur le réseau principal qui permettent la création de capacités additionnelles ou la réduction du nombre de zones d'équilibrage.

ment du réseau, grâce à une rémunération supplémentaire de ces investissements ;
- l'amélioration de la qualité de service avec la mise en place d'in-

sera examinée dans le cadre de la concertation transport lancée par GRTgaz et TIGF à la demande de la CRE.

« Le marché du gaz demeure aujourd'hui en cours de construction ». Tel est le constat que font Natacha Hakwik (29 ans), et Houssam Mounni (28 ans), tous deux chargés de mission « transport » au sein de la DIRGAZ de la CRE.

Titulaire d'une maîtrise de mathématiques appliquées et d'un DEA en Finance de marché, Natacha a rejoint le régulateur il y a 8 mois, après avoir travaillé quatre ans au sein de Direct Energie, un opérateur alternatif, où elle avait la responsabilité de gérer l'équilibre entre l'approvisionnement et la consommation électrique du portefeuille client.

Quant à Houssam, avant de rejoindre la CRE il y a un an, il travaillait lui aussi dans le secteur de l'énergie. Ingénieur de formation (Ecole des Mines de Nancy), il était responsable des achats d'énergie et gestionnaire de l'équilibrage sur le marché de l'électricité chez Electricité de Strasbourg, plus grande ELD⁽²⁾ de France.

Natacha connaissait bien la CRE (« j'y allais deux, voire trois fois par semaine pour des réunions relatives au marché de l'électricité ! »), mais pas du tout la DIRGAZ. Houssam, lui, connaissait davantage le secteur du gaz pour avoir participé à la mise en place d'offres gaz pour Electricité de Strasbourg, mais n'avait pas de relations directes avec la CRE. Tous deux sont désormais chargés de mission « transport » à la DIRGAZ. « Notre mission première a été de travailler sur l'élaboration du nouveau tarif d'acheminement sur les réseaux de transport de gaz », indiquent-ils. « Nous avons ainsi pu aborder de nombreux sujets : le tarif ne fixe pas uniquement le niveau de prix de la prestation d'acheminement, il énonce également les principales règles d'accès aux réseaux de transport et introduit une incitation à la qualité de service. » « La CRE déploie beaucoup d'énergie pour favoriser l'ouverture du marché », conclut Houssam. Natacha acquiesce : « Le régulateur est attentif au développement de la concurrence et au bon fonctionnement du marché, ainsi ce nouveau tarif offre davantage de souplesse pour les nouveaux entrants en permettant à 21 fournisseurs d'avoir accès à la capacité de liaison Nord-Sud. »

>>> (1) Direction des infrastructures et des réseaux de gaz
>>> (2) Entreprise locale de distribution

En bref

> Le site www.energie-info.fr évolue

Désormais, les clients professionnels, souscrivant une puissance électrique inférieure à 36 kVA ou consommant moins de 30 000 kWh de gaz naturel par an, disposent d'informations sur leurs droits et sur la fourniture en énergie de leur local. En quelques clics, ils peuvent, comme les particuliers, trouver les fournisseurs de leur commune et les coordonnées du gestionnaire de réseau. Depuis peu, les particuliers disposent d'informations sur les économies d'énergie.

> Antargaz devient distributeur à Schweighouse-Thann

La concession de distribution de gaz naturel du réseau de Schweighouse-Thann (Haut-Rhin, 800 habitants) a été attribuée à Antargaz. Depuis le 15 octobre 2008, ce réseau dessert 90 foyers. Cette concession est la première attribuée à un opérateur autre que GrDF ou une entreprise locale de distribution, et qui n'appartient pas à un groupe exerçant une activité de fourniture de gaz naturel.

Pour l'AIE, le recours à l'énergie nucléaire demeure nécessaire pour atteindre les objectifs de lutte contre le changement climatique et de sécurité d'approvisionnement

Dans une étude approfondie⁽¹⁾ de la politique communautaire de l'énergie, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) salue l'ambition de l'Union européenne dans les domaines de l'énergie et de l'environnement.

Pour la première fois l'AIE a effectué une analyse en profondeur de la politique énergétique de l'Union européenne (UE), qui fixe les orientations en matière de consommation énergétique pour 500 millions de consommateurs dans ses 27 Etats membres. L'AIE estime dans son rapport que l'Europe est devenue leader dans les domaines de l'énergie et de la lutte contre le changement climatique. En revanche, elle recommande l'intensification des efforts européens en matière de sécurité énergétique et de recherche et développement (R&D) afin de mieux prendre en compte l'importance des nouvelles technologies et répondre aux défis de la politique énergétique.

L'étude de l'AIE apporte son soutien au paquet énergie-climat présenté par la Commission européenne le 23 janvier 2008. Elle recommande une mise en œuvre rigoureuse de ce paquet ainsi qu'un accroissement de l'efficacité énergétique dans tous les secteurs de l'économie. L'UE devrait en outre faire en sorte que les marchés de l'énergie deviennent réellement ouverts, transparents et compétitifs. L'AIE suggère également d'améliorer la coordination politique en ce qui concerne les relations avec les pays producteurs.

Energie et changement climatique

Les propositions du paquet énergie-climat sur la répartition des quotas de CO₂ pour l'après 2012 dans le cadre de l'ETS (« Emissions Trading System »), sur la promotion du captage et du stockage de CO₂ ainsi que sur la fixation d'objectifs pour chaque Etat membre en matière de production d'énergies renouvelables, sont jugées à la fois pertinentes et ambitieuses. Leur concrétisation exigera une action volontariste et continue ainsi que des investissements considérables. Si leur mise en œuvre porte ses fruits, elles entraîneront un changement profond dans la façon dont l'énergie est produite et consommée en Europe. L'AIE estime toutefois que l'UE devrait éliminer les restrictions proposées quant à l'utilisation des mécanismes de marché pour atteindre ces objectifs de façon plus efficace. Ainsi, la proposition qui vise à permettre aux Etats membres de restreindre les échanges d'électricité d'origine renouvelable jusqu'en 2020 est considérée comme étant « susceptible d'augmenter le coût de réalisation des objectifs pour tous les consommateurs européens ».

L'AIE estime par ailleurs que le recours à l'énergie nucléaire demeure nécessaire pour atteindre les objectifs de lutte contre le changement climatique et de sécurité de l'approvisionnement. Elle recommande l'élaboration d'une feuille de route concernant le retraitement des déchets et le remplacement des centrales en fin de vie.

Accélérer la libéralisation du marché

L'AIE appuie résolument les efforts poursuivis par la Commission européenne pour libéraliser les marchés de l'énergie (« troisième paquet sur les marchés intérieurs de l'électricité et du gaz » présenté en septembre 2007). Elle considère que la création d'un marché européen de l'énergie plus intégré apportera plus de possibilités de choix aux consommateurs et conduira à une allocation des coûts plus efficace. Cette politique sera également bénéfique pour la protection de l'environnement grâce au développement d'interconnexions propices à l'essor des énergies renouvelables. Une fois exposés à des prix reflétant clairement les coûts de production et de transport, les consommateurs seront encouragés à utiliser l'énergie de manière plus efficace. Dans le débat relatif à la gouvernance des réseaux de transports de gaz et d'électricité, l'AIE a réaffirmé son soutien à la séparation patrimoniale des réseaux, mesure qui, selon elle, permettrait de favoriser le développement d'un marché commun de l'énergie mieux intégré. Elle appelle la Commission européenne à rester ferme sur cet objectif.

Vers une politique énergétique extérieure

Selon l'AIE, les relations de l'UE avec les principaux pays fournisseurs constituent un élément critique de sa sécurité d'approvisionnement. La Commission européenne a déployé maints efforts en ce sens, par exemple en intensifiant son dialogue avec les pays producteurs de pétrole dans le cadre de réunions régulières entre l'UE et l'OPEP. L'AIE déplore cependant que de nombreux Etats membres préfèrent poursuivre un dialogue bilatéral avec ceux-ci, au risque de mettre en péril la capacité de l'UE à parler d'une seule voix. Il est donc nécessaire d'accélérer la mise en place d'une diplomatie commune vis-à-vis des pays producteurs.

>>> (1) « IEA Energy policies review : the European Union - 2008 ».

Disponible sur le site Internet de l'AIE : www.iea.org