

DOSSIER

Un nouveau **tarif** de **distribution** de **gaz naturel** pour GrDF

En page 6 ▶

- **Le gaz naturel en France et sa distribution**
- **1^{er} juillet 2012 : un nouveau tarif d'utilisation des réseaux de distribution de GrDF**
- **Un renforcement de la régulation incitative existante**



Sommaire

Actualités p. 2 Le rôle de la CRE dans l'appel d'offres éolien offshore / Prestations annexes des GRD de gaz : des évolutions à la rentrée. • p. 3 Consultation publique sur le schéma décennal de développement de RTE. • p. 4 Le Conseil d'État confirme la possibilité pour la CRE de rejeter un dossier de candidature incomplet / La CRE met à jour le cadre de régulation des nouvelles interconnexions exemptées. • **Repères** p. 5 Le chiffre / Le saviez-vous ? / En image. • **Le dossier de la CRE** p. 6 • **Parole à...** p. 10 Thierry Francq, Secrétaire général de l'Autorité des marchés financiers : La CRE et l'AMF ont un effet d'entraînement et d'exemplarité en Europe. • **Vue d'Europe** p. 12 Des avancées dans la mise en œuvre de REMIT.

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Le rôle de la CRE dans l'appel d'offres éolien offshore

Pour tous les appels d'offres sur des moyens de production d'électricité lancés par l'État, le rôle de la CRE est régi par le décret n° 2002-1434. L'appel d'offres « éolien offshore » qui s'est clos mi-avril est l'occasion pour Décryptages de revenir sur le processus rigoureux mis en œuvre par le régulateur pour le traitement des dossiers.

En premier lieu, saisie par les ministres compétents (la ministre de l'Écologie et le ministre chargé de l'Énergie) des conditions de l'appel d'offres, la CRE a transmis un projet de cahier des charges le 23 juin 2011. Le cahier des charges, arrêté par les ministres, a été envoyé à la CRE, qui l'a publié sur son site internet le 8 juillet 2011. L'avis d'appel à la concurrence a, quant à lui, été publié au Journal Officiel de l'Union européenne le 5 juillet 2011.

Pendant la phase de constitution des offres, qui devaient être déposées à la CRE au plus tard le 11 janvier 2012, la CRE a publié les réponses aux questions des candidats.

Après avoir vérifié la complétude de l'ensemble des dossiers déposés, la CRE a noté les offres

selon les critères définis dans le cahier des charges : le prix sur 40 points, le volet industriel également sur 40 et les activités existantes et l'environnement sur 20. Sur les 100 points de la notation, 70 étaient définis par une formule fixée par le cahier des charges. L'attribution des 30 points restants résultait de l'analyse des dossiers, en tenant compte de l'avis des services de l'État pour 22 d'entre eux. Le 27 mars 2012, la CRE a transmis aux ministres un rapport de synthèse, donnant un classement des offres pour chacune des 5 zones fixées, ainsi qu'une fiche d'instruction pour chaque offre.

La CRE a rendu son avis le 5 avril 2012 sur le choix envisagé par les ministres sur les zones

de Saint-Brieuc, Saint-Nazaire, Courseulles-sur-Mer et Fécamp, le lot du Tréport ayant été déclaré infructueux. Cet avis a été publié au Journal officiel le 18 avril 2012, en même temps que les autorisations d'exploiter.

La puissance des projets retenus s'élève à 1 928 MW, pour une production annoncée de 6,8 TWh. Les charges de service public en résultant atteindraient environ 1,1 Md€ par an à partir de 2020, sur la base d'un prix de marché de 66,5 €/MWh en 2020 (correspondant à une évolution des prix de marché de 3 % par an à partir d'un prix de 54 €/MWh en 2013). Ceci correspond à un surcoût annuel de 160 € par mégawattheure produit. ■

DISTRIBUTION DE GAZ

Prestations annexes des GRD de gaz : des évolutions à la rentrée

La Commission de régulation de l'énergie est aujourd'hui en charge de la tarification des prestations annexes offertes par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel à leurs clients. Des évolutions, présentées dans un premier temps dans une consultation publique, font l'objet d'une délibération en juin pour une entrée en vigueur en septembre 2012.

Les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) acheminent le gaz naturel sur les réseaux de distribution jusqu'aux clients finals pour le compte des fournisseurs de gaz. Ils offrent aussi aux clients finals, aux fournisseurs et aux producteurs de biométhane des prestations annexes complémentaires. Ces prestations, telles que la prestation de raccordement ou de changement de fournisseur, contribuent au bon fonctionnement du marché. Elles sont gratuites si leur coût est couvert en totalité par le tarif de distribution perçu par le GRD pour l'acheminement du gaz, ou payantes dans le cas contraire.

Le Code de l'énergie, entré en vigueur le

1^{er} juin 2011, confère à la CRE de nouvelles compétences en matière de tarification des prestations réalisées exclusivement par les GRD de gaz naturel. C'est le régulateur, et non plus les distributeurs eux-mêmes, qui fixe désormais les méthodologies utilisées pour établir les tarifs des prestations et qui délibère sur les évolutions de ces prestations (art. L452-2 et L452-3).

La CRE a souhaité consulter le marché avant de délibérer en juin sur ce sujet. Elle envisage en particulier de maintenir la gratuité de la prestation de résiliation à l'initiative du fournisseur et de diminuer le prix de la prestation de coupure pour impayé en l'alignant sur le prix pratiqué en

électricité, soit environ 41 € HT au lieu de 80 € HT actuellement. Le prix de la prestation de coupure s'ajoute au montant des impayés des ménages et n'est pas toujours recouvrable par le fournisseur (notamment lorsque le client est en difficulté financière). Sa baisse fera donc diminuer les coûts supportés par les fournisseurs et par les clients en situation d'impayé. En outre, cette baisse sera neutre pour le distributeur dans la mesure où elle sera compensée par une hausse d'environ 0,3 % de son tarif ATRD.

Ces évolutions sont destinées à entrer en vigueur au 1^{er} septembre 2012. ■

INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT

Consultation publique sur le schéma décennal de développement de RTE

RTE a pour la première fois élaboré un schéma du développement à 10 ans du réseau de transport d'électricité français. Son avis sur ce document étant attendu pour juillet 2012, la CRE a mené au préalable une consultation publique auprès des acteurs du système électrique.

RTE exploite et entretient le réseau public de transport d'électricité. Il est responsable de son développement afin de permettre le raccordement des producteurs, des réseaux publics de distribution et des consommateurs, ainsi que l'interconnexion avec les autres réseaux. RTE doit ainsi élaborer chaque année un programme d'investissements, soumis à l'approbation de la CRE. En outre, depuis la transposition dans le Code de l'énergie du 3^e paquet énergie, le transporteur a l'obligation d'élaborer un schéma décennal de développement du réseau. C'est chose faite depuis l'automne 2011, avec un premier projet de schéma qui a été publié fin janvier 2012. Ce schéma présente un caractère engageant pour le gestionnaire du réseau.

Cette démarche de planification à moyen terme permet d'impliquer les acteurs du système électrique, d'appréhender et de répondre aux enjeux de développement du réseau en prévoyant les investissements structurants qui devront être réalisés d'ici dix ans. Le réseau de transport doit ainsi permettre l'intégration des marchés européens, l'accueil de nouvelles installations de production, notamment d'origine renouvelable et doit garantir la sécurité de l'ensemble du système électrique.

Ce schéma doit par ailleurs être cohérent avec le plan décennal établi par l'association des gestionnaires de transport d'électricité européens ENTSO-E (le *Ten-Year Network Development Plan* ou *TYNDP*). La cohérence entre les planifications européenne et nationale doit être vérifiée conjointement au niveau de l'ACER et de la CRE afin de garantir la pertinence et le meilleur dimensionnement de chaque investissement.

Le schéma prévoit ainsi entre 2 200 et 3 400 km de lignes nouvelles ou réaménagées (en

courant alternatif ou continu), ainsi que 15 à 20 nouveaux postes électriques 400 kV. Il prévoit également plus de 10 000 MVA de puissance de transformation additionnelle entre le réseau 400 kV de grand transport et les réseaux de tension inférieure et, toutes frontières confondues, environ 8 GW d'accroissement des capacités d'échange. Le montant de l'investissement sur dix ans est de l'ordre de 10 Md€.

Conformément aux dispositions du Code de l'énergie, la CRE a mené une consultation publique entre le 12 avril et le 10 mai 2012

pour recueillir l'avis des acteurs sur un certain nombre de points précis, comme, par exemple, les hypothèses sur lesquelles se fonde ce schéma, sa cohérence avec le TYNDP, ou encore la couverture des besoins futurs du système électrique par les projets proposés par RTE. La CRE pourra demander que le schéma soit modifié s'il ne répond pas à l'ensemble des besoins motivant le développement du réseau ou en cas d'incohérence avec le plan européen. Une douzaine d'acteurs ont répondu à la consultation. La CRE publiera la synthèse de leurs contributions et rendra son avis sur le schéma décennal en juillet. ■



◀ Pose d'un pylône pour la construction d'une ligne 225 000 Volts.

Le schéma décennal de développement du réseau de transport de RTE prévoit la construction ou le réaménagement de 2 200 à 3 400 km de lignes d'ici 2022.

© RTE-Olivier Blaise

APPELS D'OFFRES ENR

Le Conseil d'État confirme la possibilité pour la CRE de rejeter un dossier de candidature incomplet

La Commission de régulation de l'énergie met en œuvre les appels d'offres pour les installations de production d'électricité lancés par l'État. Elle instruit et note les dossiers reçus. Si l'un d'eux s'avère incomplet, elle est habilitée à le rejeter sans avoir à examiner le fond du dossier. Cette faculté a été confirmée par le Conseil d'État dans une décision du 8 février 2012.

Le Code de l'énergie confère à la Commission de régulation de l'énergie la mission de mettre en œuvre les appels d'offres lancés par l'État. Elle assure également l'examen et la notation des candidats et rend un avis au ministre de l'énergie. Ce dernier désigne alors librement les candidats retenus, sans être lié par l'avis du régulateur. Au moment de l'étude de la recevabilité des offres, la CRE rejette les dossiers incomplets, C'est ainsi que, dans une décision du 23 juillet 2009, la CRE a considéré comme irrecevable la candidature de la société AIRAS 1 SAS pour l'appel d'offres portant sur des installations de production d'électricité à partir de biomasse, au motif que le dossier était incomplet. Le 17 septembre 2009, la Commission a rejeté le recours gracieux

dirigé contre cette décision. La société AIRAS 1 SAS a alors formé un recours devant le Conseil d'État dans le but de contraindre la CRE à examiner sa candidature et d'obtenir des dommages et intérêts.

Le Conseil d'État a d'abord rappelé que le rejet d'une candidature au motif que le dossier est incomplet ne doit pas nécessairement faire l'objet d'une procédure contradictoire. Cette procédure, qui consiste à permettre aux parties de discuter les motifs et les faits qui leurs sont reprochés et qui est principe de base des droits de la défense, ne s'applique pas dans ce cas. Le Conseil d'État a ensuite écarté l'argument selon lequel la décision de la CRE serait insuffisamment motivée.

Sur le fond, le Conseil d'État s'est appuyé sur l'article 12 du décret n° 2002-1434 du 4 décembre 2002 et les paragraphes 2.1 et 2.8 du cahier des charges, qui disposent que les dossiers incomplets ne seront pas instruits.

Après avoir constaté que la société AIRAS 1 SAS n'avait « pas fourni à l'appui de sa candidature de note relative à l'efficacité énergétique [comme le demandait le cahier des charges] mais une note relative aux caractéristiques de la production », le Conseil d'État a rappelé que la fourniture d'une pièce incomplète ou fautive pouvait entraîner le rejet d'office de la candidature, sans que la CRE n'ait à fournir d'autre motivation. Il a donc rejeté le recours formé par la société AIRAS. ■

RÉGULATION DES RÉSEAUX

La CRE met à jour le cadre de régulation des nouvelles interconnexions exemptées

La CRE a publié deux textes qui précisent le cadre de régulation applicable aux interconnexions exemptées. Ce cadre a fait l'objet d'une consultation publique courant 2011 et a obtenu l'avis favorable du Conseil supérieur de l'énergie le 2 mai 2012.

En principe, la législation française confie le développement et l'exploitation des interconnexions au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité. Cependant, le règlement européen 714/2009 du 3^e paquet énergie prévoit qu'une nouvelle interconnexion peut bénéficier d'une dérogation (être exemptée) de certaines parties de la réglementation. En France, ceci se traduit par la possibilité pour d'autres acteurs que RTE de porter des projets d'interconnexions. Chaque dérogation est octroyée au cas par cas conjointement par la CRE et son homologue

dans l'autre pays concerné, à condition que le projet satisfasse certains critères.

Cependant, l'interprétation de ces critères dans le contexte français nécessitait d'être clarifiée, afin de pouvoir appliquer le règlement européen en toute transparence. C'est pourquoi la CRE a élaboré une décision (le 9 mai 2012) sur les conditions de raccordement et d'accès applicables à ces interconnexions et une communication (le 29 mars 2012) sur la façon dont les critères énoncés seraient appréciés.

Ces textes constituent un cadre qui permet à la CRE de s'assurer que l'apport net d'un projet d'interconnexion pour la collectivité des utilisateurs de réseau (c'est-à-dire les bénéfices attendus moins les coûts engendrés) soit positif. Il donne aussi de la visibilité non seulement aux porteurs de projets, mais aussi aux autres acteurs potentiellement concernés (consommateurs, producteurs, traders, GRT...). ■

LE CHIFFRE

98,3 %

Taux de réponse d'ERDF aux réclamations dans les 30 jours.

Pour la période allant du 3^e trimestre de 2010 au 2^e trimestre de 2011, ERDF a répondu dans les 30 jours calendaires à 98,3 % des réclamations de ses clients. La performance observée est identique à celle réalisée sur la période s'étendant du 3^e trimestre de 2009 au 2^e trimestre de 2010. Le délai de 30 jours est celui qui s'impose à ERDF dans le cadre de la régulation incitative de la qualité de service en vigueur dans le cadre de TURPE 3. Si le taux observé sur une année calendaire est inférieur à 95 %, ERDF se voit appliquer un malus de 100 000 € par point entier en dessous de l'objectif cible.

Source : Rapport 2010-2011 de la CRE sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de gaz naturel et d'ERDF.

Le saviez-vous ?

De nouveaux tarifs pour les terminaux méthaniers en 2013

Afin de synchroniser au 1^{er} avril 2013 la date d'entrée en application des nouveaux tarifs pour les trois terminaux méthaniers régulés en service, la CRE a transmis au Conseil supérieur de l'énergie un projet de décision ayant pour objectif de prolonger de trois mois (du 1^{er} janvier au 31 mars 2013) les tarifs en vigueur pour les terminaux de Fos Tonkin et Montoir de Bretagne. Par ailleurs, la CRE a également délibéré le 29 mai 2012 sur les règles d'allocation des capacités de court terme disponibles sur le terminal de Fos Cavaou pour le 1^{er} trimestre 2013. En application de ces règles, Fosmax LNG a ouvert du 11 au 29 juin un guichet d'enregistrement des demandes de capacités des acteurs de marché intéressés.

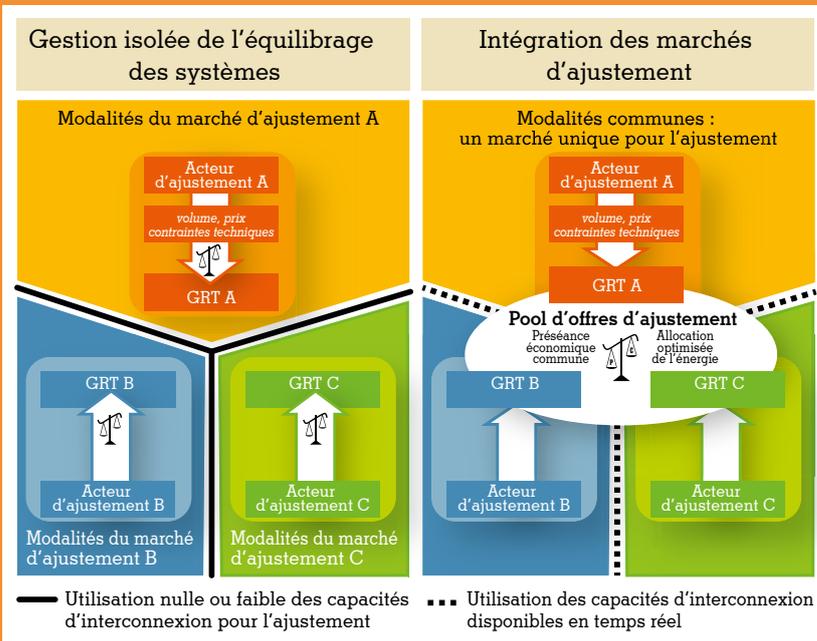
Vers une place de marché Nord unique pour les gaz H et B en France

La CRE a publié le 29 mai dernier son orientation relative à la création d'une place de marché Nord unique pour les gaz H (haut pouvoir calorifique) et B (bas pouvoir calorifique, livré dans le nord du pays pour satisfaire environ 10 % de la consommation française) sur le réseau de transport de GRTgaz. Cette évolution s'inscrit dans la poursuite de la simplification de l'organisation du marché français du gaz et des règles d'accès aux réseaux de transport de gaz engagée dès 2009. Elle bénéficiera à la liquidité du PEG Nord, grâce à la fusion des 2 PEGs actuels Nord H et Nord B et renforcera la concurrence entre fournisseurs au bénéfice des consommateurs finals raccordés au réseau de gaz B. La décision finale de la CRE relative à cette fusion sera prise dans le cadre des prochains tarifs de transport de gaz qui devraient être fixés fin 2012, pour une entrée en vigueur au 1^{er} avril 2013.

En image

QUEL AVENIR POUR L'AJUSTEMENT ÉLECTRIQUE EN EUROPE ?

Le 25 avril dernier, l'ACER a soumis à consultation publique une première version des orientations cadres sur l'ajustement en électricité. Les recommandations de ce projet de texte visent à intégrer les marchés d'ajustement en Europe, dans un souci de développement de la concurrence, de renforcement de la sécurité d'approvisionnement et d'adaptation aux besoins croissants de flexibilité des sources de production renouvelables. Le texte doit être finalisé à la rentrée 2012, avant d'être décliné en codes de réseau annexés au règlement européen et directement applicables à l'ensemble des États membres. Une présentation de l'ACER le 29 mai à Ljubljana, ainsi qu'un atelier d'information organisé à la CRE le 1^{er} juin, ont permis à l'ensemble des parties prenantes de s'exprimer.



FORTE DES NOUVELLES COMPÉTENCES QUE LUI CONFIE LE CODE DE L'ÉNERGIE, LA CRE A DÉFINI UN NOUVEAU TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE GRDF (DIT « TARIF ATRD4 »). ELLE A RECONDUIT, EN LE FAISANT ÉVOLUER ET EN LE COMPLÉTANT, LE CADRE DE RÉGULATION EXISTANT QUI INCITE LE GESTIONNAIRE DE RÉSEAU À AMÉLIORER SON EFFICACITÉ, TANT DU POINT DE VUE DE LA MAÎTRISE DE SES COÛTS QUE DE LA QUALITÉ DU SERVICE RENDU AUX UTILISATEURS DE SES RÉSEAUX.

Un nouveau **tarif** de **distribution** de **gaz naturel** pour **GrDF**



©GrDF – Gregory Brandel

▲ Intervention d'un technicien sur le compteur d'un client particulier.

Grâce à une distribution très étendue avec 77 % de la population actuellement desservie, le gaz naturel est, aux côtés d'une électricité de base d'origine nucléaire compétitive et décarbonée, le deuxième pilier du mix énergétique français. Le gaz naturel constitue en effet une solution disponible et performante, en particulier pour les usages de forte puissance ou saisonniers comme le chauffage.

Ses atouts sont triples :

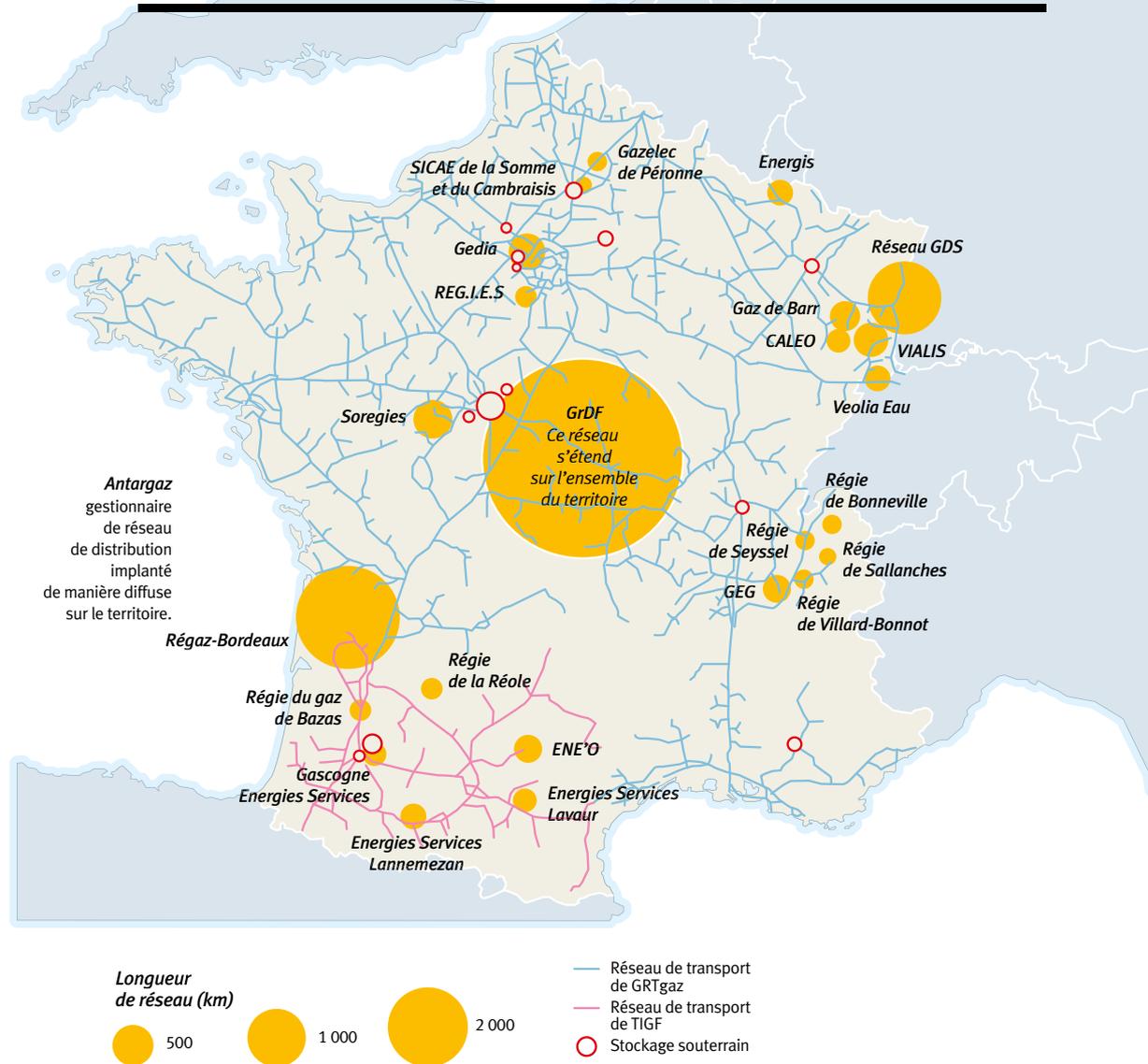
- énergétique, grâce à la performance globale de la chaîne gazière et des équipements : une chaudière à condensation permet de bénéficier aujourd'hui d'un rendement en énergie primaire de 95 % ;
- économique, car l'investissement dans l'infrastructure a été largement réalisé et les réserves de gaz sont abondantes et bien réparties au niveau géographique. Ceci permet au gaz d'être une énergie conventionnelle compétitive ;
- environnemental, car le gaz naturel est peu émetteur de gaz à effet de serre et se couple facilement avec les énergies renouvelables (pompes à chaleur gaz ou couplages gaz et solaire). C'est dans ce contexte que s'inscrit notamment l'augmentation sensible et continue des parts de marché du gaz naturel dans les constructions neuves sur le marché « résidentiel groupé neuf » observée en France depuis 2009.

Le gaz naturel en France et sa distribution

Le gaz naturel en France, très majoritairement importé, nécessite l'utilisation de deux grands types de réseaux pour être acheminé jusqu'aux 11,5 millions de consommateurs finals :

- les réseaux de transport qui assurent l'acheminement du gaz depuis les points d'interconnexion avec les réseaux voisins vers les réseaux de distribution ainsi que vers les consommateurs industriels (de l'ordre de 1 000 consommateurs) ;
- les réseaux de distribution, qui assurent l'acheminement du gaz en aval des réseaux de transport vers les consommateurs finals (de l'ordre de 11,5 millions de consommateurs).

Carte des gestionnaires de réseaux de gaz naturel en France



Pour des raisons de lisibilité, la taille du disque de GrDF n'est pas proportionnelle à la longueur de son réseau (193 340 km).
Source : Gas in Focus, CRE

« Le gaz naturel est, aux côtés d'une électricité de base d'origine nucléaire compétitive et décarbonée, le deuxième pilier du mix énergétique français »

Le gaz livré aux consommateurs finals raccordés aux réseaux de distribution est acheminé sur ces réseaux par les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) pour le compte des fournisseurs avec lesquels les consommateurs finals ont un contrat de fourniture de gaz.

GrDF, filiale du groupe GDF SUEZ, est le GRD qui assure la distribution de 96 % du gaz naturel en France, le reste étant acheminé par 24 autres GRD, de tailles significativement plus faibles.

Le dossier de la CRE

Les gestionnaires de réseaux de distribution assurent la construction, l'exploitation et l'entretien des réseaux. Ils garantissent aux fournisseurs de gaz un accès libre et non discriminatoire à leurs infrastructures. En contrepartie, les fournisseurs s'acquittent d'un tarif d'utilisation des réseaux : le tarif d'accès des tiers aux réseaux de distribution, dit tarif « ATRD » (on parle aussi de tarif d'acheminement).

1^{er} juillet 2012 : un nouveau tarif d'utilisation des réseaux de distribution de GrDF

L'activité de distribution de gaz naturel présente les caractéristiques d'un monopole naturel. En effet, il est préférable d'un point de vue économique de confier la construction et l'exploitation d'un réseau de distribution de gaz, sur un périmètre donné, à un opérateur unique. Or un distributeur en situation de monopole naturel, s'il n'était pas régulé, aurait tendance à fixer des prix élevés d'utilisation de son réseau qui incluraient une rente de monopole.

La détermination des tarifs ATRD est donc confiée à la Commission de régulation de l'énergie, qui s'assure notamment que ces tarifs couvrent les coûts d'investissement et de fonctionnement d'« opérateurs efficaces » (articles L.452-1, L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie). Elle veille également à ce que les distributeurs réalisent leurs missions avec un niveau de service satisfaisant.

La délibération de la CRE du 28 février 2012, prise après une consultation publique et la consultation du Conseil supérieur de l'énergie, fixe la méthodologie de calcul employée par la CRE pour définir le tarif ATRD4 de GrDF, le niveau du tarif lors de son entrée en vigueur au 1^{er} juillet 2012 ainsi que l'ensemble des modalités de calcul du tarif pour les quatre prochaines années.

Ce tarif est calculé par la CRE de manière à garantir à l'opérateur un revenu égal à la somme de ses charges d'exploitation et de ses charges de capital, dans la mesure où ces charges correspondent à celles d'un opérateur efficace :

- les charges d'exploitation à couvrir par les tarifs sont déterminées à partir de l'ensemble des coûts opérationnels nécessaires au fonctionnement de l'infrastructure ;
- les charges de capital comprennent une part d'amortissement des actifs et une part de rémunération financière du capital immobilisé.

Le calcul du tarif requiert en outre des hypothèses d'utilisation du réseau du GrDF : les prévisions du nombre de clients raccordés et des quantités de gaz acheminées par l'opérateur.

Sur la base de ces éléments, la CRE a fixé le revenu autorisé de GrDF pour 2012 à 3,1 Md€, ce qui conduit à une hausse du tarif de l'opérateur au 1^{er} juillet 2012 de 8,0 % en euros courants par rapport au tarif actuel.

Le 3^e paquet énergie a donné de nouvelles compétences à la CRE en matière de tarification des réseaux



Cette hausse est liée aux principaux facteurs suivants :

- la baisse des volumes de gaz acheminés liée aux efforts d'économie d'énergie, à la concurrence des autres énergies et à une année 2011 particulièrement chaude. En effet, les coûts de réseau supportés par GrDF étant pour l'essentiel des coûts fixes, toute baisse des volumes distribués se traduit par une hausse du tarif. Ce paramètre contribue à la hausse à hauteur de + 6 % ;
- un renforcement des dépenses de sécurité imposé par la réglementation (contribuant à la hausse à hauteur de + 3 %), dont le plan « anti-endommagement » des réseaux ;
- une hausse des impôts et charges sociales supportés par l'opérateur, qui contribue à la hausse à hauteur de + 1 % ;
- l'évolution de l'inflation qui contribue à la hausse à hauteur de + 2 % ;
- la révision du taux de rémunération des actifs (qui passe de 6,75 % à 6 %) et de certaines charges, qui réduit la hausse de 4 %.

L'évolution cumulée du tarif de GrDF entre 2004 et 2012 (intégrant la hausse de 8 % au 1^{er} juillet 2012) est voisine de l'évolution cumulée de l'inflation sur cette période. Entre 2013 et 2015, l'évolution prévue du tarif resterait proche de l'inflation.

Compte tenu de la part du tarif d'acheminement sur les réseaux de distribution dans le prix final de vente du gaz naturel aux consommateurs, soit environ 20 % de la facture de gaz annuelle TTC d'un ménage moyen, cette hausse devrait conduire, toutes choses égales par ailleurs, à une augmentation au 1^{er} juillet 2012 de 2 % du tarif de vente réglementé en distribution publique pour un client domestique moyen consommant le gaz pour son chauffage (client au tarif B1 sur la zone Paris).

Un renforcement de la régulation incitative existante

Les tarifs d'accès aux réseaux d'électricité et de gaz naturel fixés par la CRE comportent un dispositif de régulation incitative, qui a pour objectif d'encourager les opérateurs à maîtriser leurs coûts et à améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs de ces réseaux.

Pour atteindre cet objectif, la CRE définit les tendances prévisionnelles de coûts (on parle de trajectoires) que les opérateurs doivent respecter. Elle détermine aussi des indicateurs pour suivre la performance des opérateurs dans plusieurs domaines. Certains de ces indicateurs, considérés

20 %

Part du tarif
de distribution
dans la facture
de gaz annuelle TTC
d'un ménage moyen.

comme particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché, font l'objet d'une incitation financière et se traduisent par l'attribution de bonus ou de pénalités en fonction de l'atteinte ou non par les opérateurs des objectifs fixés par la CRE.

Le tarif ATRD4 de GrDF reconduit ces mécanismes de régulation incitative qui ont fait leurs preuves avec le précédent tarif ATRD3. Il comporte néanmoins des évolutions : la définition d'un nouvel objectif de productivité annuel sur les charges nettes d'exploitation, égal à 1,3 %, et la mise à jour du mécanisme de suivi de la qualité de service visant notamment à étendre les incitations financières à des indicateurs concernant la qualité du service rendu aux clients finals.

En outre, cette régulation incitative est complétée par l'introduction d'un mécanisme encourageant GrDF à maîtriser les coûts de ses programmes d'investissements (hors investissements relatifs à la sécurité et à la cartographie) et d'un mécanisme l'incitant à atteindre les résultats attendus des actions de promotion de l'usage du gaz.

Le nouveau tarif ATRD4 est fixé pour environ 4 ans. Demain, l'infrastructure de gaz devra répondre au développement de la production décentralisée par micro-cogénération, des pompes à chaleur hybrides gaz-électricité, de l'injection de biométhane mais aussi du déploiement de compteurs évolués qui apporteront une meilleure qualité de facturation des consommateurs finals et favoriseront la maîtrise de la consommation par ces derniers. Ces nouveaux besoins et ces nouveaux services donneront lieu à de potentielles évolutions des tarifs d'acheminement. ■

LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE ET L'AUTORITÉ DES MARCHÉS FINANCIERS ONT SIGNÉ EN DÉCEMBRE 2010 UN ACCORD DE COOPÉRATION RELATIF À L'ÉCHANGE D'INFORMATIONS SUR LES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE ET LES MARCHÉS DE QUOTAS DE CO₂. GRÂCE À LA COMPLÉMENTARITÉ DE LEURS EXPERTISES RESPECTIVES, LES DEUX RÉGULATEURS AGISSENT CONCRÈTEMENT POUR UNE MEILLEURE SURVEILLANCE DE CES MARCHÉS DE PLUS EN PLUS FINANCIARISÉS. THIERRY FRANCO, SECRÉTAIRE GÉNÉRAL DE L'AMF, DRESSE UN PREMIER BILAN DE CETTE INITIATIVE.

« La CRE et l'AMF ont un effet d'entraînement et d'exemplarité en Europe »

BIOGRAPHIE EXPRESS THIERRY FRANCO

Diplômé de l'École polytechnique et de l'École nationale de statistiques et d'administration économique (ENSAE).

Secrétaire général de l'Autorité des marchés financiers depuis le 1^{er} mars 2009.

1988 :
Adjoint au chef du Bureau extérieur puis opérations financières au sein de la Direction de la Prévision (ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie).

Au sein de la Direction du Trésor :

1992 :
Adjoint au chef du Bureau financement du logement.

1995-2000 :
Chef du Bureau en charge de la politique de la France vis-à-vis du Fonds monétaire international (FMI) et du système financier international et de la préparation des sommets G7.

2000-2002 :
Sous-directeur en charge de la régulation des entreprises, des produits et des marchés d'assurances.

2002-2004 :
Sous-directeur du Service des participations.

2004-2009 :
Chef du Service du financement de l'économie.

Décryptages : Un accord de coopération a été conclu le 10 décembre 2010 entre l'AMF et la CRE sur le CO₂, l'électricité et le gaz. Quel bilan en tirez-vous ?

Thierry Franco : Le bilan est très positif. D'ailleurs, le dispositif mis en place en France se diffuse au niveau européen et nous espérons qu'il s'étendra au-delà des marchés de l'énergie. Puisque nous assistons à un mouvement de financiarisation d'une partie des marchés des matières premières, il est normal que se rencontrent une régulation de nature économique (par exemple la CRE pour le secteur de l'énergie) et une régulation financière (l'AMF). Grâce à cet accord, l'AMF et la CRE échangent des données, mais aussi partagent des expériences sur les marchés à terme de l'énergie, les quotas de CO₂ et la régulation économique et financière. Il nous permet également d'analyser les transactions et les évolutions sur les marchés concernés. Enfin, dans le cadre de discussions européennes, il facilite une approche concertée sur les sujets d'intérêt commun.

Comment votre collaboration se traduit-elle concrètement ?

T.F. : Notre collaboration s'est traduite dans un premier temps par un programme d'immersion croisée. Au quotidien, nous collectons de manière efficace et sans redondance les informations de marché. Ainsi, nous avons ainsi mis en place un dispositif de « reporting » sur les opérations de CO₂. Concrètement BlueNext transmet les informations à l'AMF et nos équipes transfèrent à la CRE les données entrant dans son champ de surveillance. Par notre truchement, la CRE peut également obtenir des informations de nos homologues étrangers en provenance d'autres plateformes de négociation de quotas de CO₂. Autre exemple de

« La régulation des marchés sous-jacents est également déterminante. »

Thierry Franco

collaboration : l'analyse des mouvements. Ainsi, depuis l'été dernier, le marché du CO₂ a connu une baisse des cours. La CRE a souhaité analyser cette évolution d'un point de vue économique. Quant à nous, nous avons cherché à comprendre les mouvements « brusques » pour détecter d'éventuels abus de marché. Nous avons analysé le phénomène, apportant chacun nos expériences, c'est-à-dire, pour nous, le comportement des acteurs financiers, et, pour la CRE, la connaissance des évolutions de prix et de volumes et leur corrélation avec les fondamentaux économiques. Nous avons également procédé à une analyse sur les volumes de « futures » sur gaz échangés début 2011 sur Powernext.

Comment votre accord s'inscrit-il dans une logique européenne ?

T.F. : À ma connaissance, la CRE et l'AMF sont précurseurs en Europe. D'autres pays européens, comme l'Italie, les pays scandinaves ou la péninsule ibérique, ont mis en place un mécanisme de coopération comparable. L'Allemagne y réfléchit aussi. Nous avons un effet d'entraînement et d'exemplarité en Europe. Le 3^e paquet énergie prévoit l'obligation de coopération entre les régulateurs de l'énergie et les régulateurs financiers. Cela pourra prendre des formes différentes, mais les dispositifs devraient être au final assez homogènes. Je voudrais signaler ici notre préoccupation



© Franck Dumoulat

« En matière de régulation, la CRE et l'AMF sont précurseurs en Europe. »

Thierry Francq

concernant les quotas de CO₂. La réglementation française, en accord avec le règlement européen Enchères, a considéré qu'ils ne sont pas un instrument financier (les directives Prospectus et OPCVM par exemple, ne peuvent s'appliquer au CO₂). Or, dans le projet de révision de la directive « Marchés d'instruments financiers » (MIF), la Commission européenne a proposé de les considérer comme des instruments financiers. Même si ce n'est pas fondamental, cette incohérence devra être levée au cours des négociations de ces textes. Par ailleurs, nous souhaiterions aller plus loin sur la sécurité des acteurs concernés par les quotas de CO₂ : la notion de « compte de tiers » n'existe pas ici et nous le regrettons. D'une manière générale, sur ce type de questions, nous partageons notre analyse avec la CRE. Ce qui nous permet d'avoir une approche homogène et cohérente, qui est un atout pour la France pour faire valoir ses vues en Europe.

Quels sont les règlements et textes européens en révision actuellement les plus importants selon vous ?

T.F. : En ce qui concerne les quotas de CO₂, la directive « Marchés d'instruments financiers » (MIF) et la directive « Abus de marché » doivent adapter les règles habituelles sur les instruments financiers à ces instruments spécifiques. Pour ce qui est de la régulation des marchés dérivés de gré à gré, un règlement européen, de grande ampleur et qui ne concerne pas que les matières premières, est à venir. Impulsé par le G20, ce texte baptisé « EMIR » (*European market infrastructure regulation*), doit permettre d'obtenir une transparence des échanges vis-à-vis des régulateurs, la maîtrise des risques systémiques et d'appliquer une discipline financière dans l'utilisation de ces dérivés. Le constat actuel est qu'une grande partie des marchés de matières premières sont des contrats de gré à gré sans aucune centralisation. Nous plaçons pour que le maximum de ces transactions soit dirigé vers des

chambres de compensation. D'autre part, nous souhaitons centraliser les données de toutes ces transactions dans des référentiels centraux. Cette réglementation, en obligeant à des dépôts de garantie ou appels de marge, devrait également réduire les encours globaux des marchés de dérivés (actuellement de 700 000 milliards de dollars !). Enfin, la directive MIF est l'occasion d'imposer des règles spécifiques aux dérivés de matières premières : déclaration aux régulateurs des positions importantes, publication des positions agrégées par types d'intervenants et fixation de limites de positions. En effet, au « dénouement » d'un dérivé, il faut livrer la matière première. Il faut veiller aussi à ce que les positions ne soient pas incohérentes avec les stocks disponibles. Les dérivés de matières premières sont susceptibles d'être davantage manipulés que d'autres.

Pour le moment, les marchés de matières premières eux-mêmes sont exclus de la régulation financière. Quelle est votre position sur le sujet ?

T.F. : Je mets de côté les quotas de CO₂ qui constituent une matière première très particulière. De notre point de vue de régulateur financier, il nous semble que la solution ne réside pas uniquement dans la régulation des marchés dérivés. La régulation des marchés sous-jacents est tout aussi déterminante. Prenons le cas du pétrole, le plus important marché de matière première. Tous les jours, les prix sont affichés par des diffuseurs de prix, c'est-à-dire des agences qui ne sont pas régulées et dont la méthodologie est plus ou moins transparente. Cela veut dire que l'on ne peut pas être sûr que ces prix soient justes, qu'ils ne sont pas manipulés... Est-ce bien sérieux que personne ne sache comment sont constitués ces prix, qui ont un retentissement énorme dans l'économie mondiale ? Autre exemple, à Paris, nous disposons d'un marché dérivé des matières premières agricoles, mais nous n'avons pas d'interlocuteur sectoriel dans ce domaine. Du coup, le système est bancal. Nous ne connaissons pas bien les acteurs et cela nous est difficile d'apprécier les évolutions de ces marchés. C'est pourquoi nous espérons que seront créées, le plus tôt possible, des autorités idoines sur les principaux champs des matières premières. ■

Des avancées dans la mise en œuvre de REMIT

Avec le règlement REMIT n° 1227/2011, l'Union européenne s'est dotée de règles destinées à favoriser l'intégrité et la transparence du marché de l'énergie. Ce texte interdit certains comportements sur les marchés de gros et confie aux régulateurs la surveillance du respect de ces interdictions. *Décryptages* fait le point sur les avancées récentes dans sa mise en œuvre.

Le 28 décembre 2011 est entré en vigueur le règlement REMIT (*Regulation on Energy Market Integrity and Transparency*), qui interdit les manipulations de marchés ainsi que les opérations d'initiés sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz (voir *Décryptages* n° 27). Le contrôle de sa bonne application est confié aux régulateurs de l'énergie, en coordination avec l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER).

La mise en œuvre de ces missions de surveillance requiert que soient mises à la disposition des régulateurs des données relatives aux échanges d'énergies sur les marchés de gros, ainsi qu'aux paramètres fondamentaux déterminant l'équilibre offre/demande (c'est-à-dire les facteurs auxquels le prix de marché de l'électricité est très sensible : disponibilité et utilisation des moyens de production, des terminaux méthaniers, des réseaux, etc.). La première étape, afin d'identifier précisément les acteurs de marché, consiste à les recenser dans un registre européen. Sera ensuite organisée la façon dont ces acteurs devront faire un reporting sur leurs activités de trading ainsi que sur les fondamentaux des marchés de l'énergie.

REMIT prévoit donc l'enregistrement des acteurs de marché auprès des régulateurs nationaux. Ainsi, chaque acteur de marché devant transmettre des données transactionnelles devra s'enregistrer auprès du régulateur de l'État membre dans lequel il est établi. Les régulateurs nationaux transmettront ensuite leurs registres respectifs à l'ACER, qui établira sur cette base un registre européen. Celui-ci sera accessible à l'ensemble des régulateurs nationaux. Afin de permettre ces

échanges de données, l'ACER doit définir le format du registre au plus tard le 29 juin 2012. À cet effet, l'Agence a procédé à une consultation publique du 18 avril au 21 mai 2012, destinée à recueillir l'avis des acteurs de marché. Cette consultation a porté sur le contenu du registre européen des acteurs de marché, le processus d'enregistrement et de mise à jour du registre, la publication d'une partie des informations contenues dans le registre, ainsi que les modalités d'identification des acteurs de marché dans le reporting des transactions. Sur ce dernier point, le document de consultation exposait les avantages et les inconvénients du recours à un identifiant unique des acteurs de marchés nouvellement créé, et ceux de l'utilisation d'identifiants déjà actuellement utilisés par le marché.

REMIT prévoit d'autre part une large collecte de données transactionnelles et fondamentales par l'ACER. Les régulateurs nationaux pourront, dans le cadre de la surveillance de leurs marchés nationaux, accéder aux informations collectées et centralisées par l'ACER. Par ailleurs, le contenu et le champ exact des données transactionnelles et fondamentales attendues, sur lesquels l'ACER pourra formuler des recommandations, seront définis par la Commission européenne.

L'obligation d'enregistrement entrera en vigueur 3 mois après et l'obligation de reporting 6 mois après la publication par la Commission européenne de ces définitions. REMIT sera donc vraisemblablement totalement opérationnel courant 2013. ■



▲ Suivi de la courbe de puissance pour analyse des besoins à la Direction Optimisation Amont Aval Trading EDF.

Une fois recensés, les acteurs de marché devront faire un reporting sur leurs activités de trading ainsi que sur la disponibilité et l'utilisation des moyens de production, de stockage, de transport qui sont des paramètres fondamentaux des marchés de l'énergie.