

ENTRETIEN / Philippe de Ladoucette, président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)

« Nous sommes à un tournant, l'avenir du marché gazier européen est en train de s'écrire »

Le dernier observatoire des marchés de l'électricité et du gaz indique que le marché de gros semble assez dynamique sur le troisième trimestre 2010. Cependant, nous ne retrouvons pas le même dynamisme sur le secteur résidentiel. Quelle lecture faites-vous de l'ouverture du marché du gaz ?

Le marché de gros français du gaz est, en effet, dynamique. Toutes les données de liquidité sont en croissance, que ce soit sur le *spot* ou sur les produits « futures ». De ce point de vue, les réformes engagées (création d'un grand PEG nord, intervention des GRTgaz sur le marché pour ses besoins d'équilibrage, etc.) ont porté leurs fruits. Par ailleurs, les infrastructures gazières se sont développées depuis quelques années et notamment les capacités d'entrée en France sur les principales interconnexions : avec l'Allemagne (déjà en service), la Belgique (en 2013), et l'Espagne (2013-2015). Sans oublier la mise en service fin 2010 du terminal méthanier de Fos-Cavaou (Bouches-du-Rhône) à 100 % de ses capacités. Tout cela fait qu'il y a de la place pour les acteurs de marché et pour que la concurrence puisse jouer *via* les réservations de capacités. Autre élément favorable : l'« accès France », qui sont les engagements pris par GDF SUEZ vis-à-vis de la Commission européenne, de ne pas détenir, d'ici 2014 et pour une durée de dix ans, plus de 50 % des capacités d'entrée en France à long terme. Cela signifie que les nouveaux entrants savent qu'ils disposent durablement de cette capacité d'entrée sur le marché français, permettant le développement de leur portefeuille de clientèle.

Toutefois, ce n'est probablement pas suffisant ! Les autres pays progressent plus vite que nous, notamment les Pays-Bas et l'Allemagne. L'existence d'un marché de gros efficace et dynamique est une condition nécessaire au développement de la concurrence sur le marché de détail, mais n'est pas suffisante en elle-même.

Le marché de détail du gaz en France peut être segmenté entre le

résidentiel, le professionnel, la petite et la grosse industrie (mille sites raccordés au réseau de transport pour cette dernière catégorie). Sur ces trois segments, la consommation est globalement équilibrée, soit environ un tiers par catégorie. La compétition joue à plein sur le segment des gros industriels : nous avons 75 % des clients qui sont en offre de marché, ce qui représente 95 % des volumes. Ce marché peut être considéré comme totalement ouvert. Depuis deux ans environ - et depuis la baisse des prix de marché du gaz par rapport aux formules indexées pétrole -, l'industrie française réalise des économies très importantes sur le prix d'achat du gaz, qui se chiffrent en centaines de millions d'euros par an. Sur le segment intermédiaire, c'est-à-dire les sites professionnels raccordés au réseau de distribution, il y a un développement régulier qui se poursuit : à ce jour, 36 % des clients (soit 46 % en volume de consommation) sont en offre de marché.

La dynamique d'ouverture à la concurrence est plus lente sur le marché résidentiel. Lors du dernier trimestre, les fournisseurs alternatifs ont gagné vingt-six mille clients domestiques ; aujourd'hui, 11 % des consommateurs domestiques sont en offre de marché. Cela représente tout de même 1,2 million de foyers. Si nous établissons la moyenne de tous ces segments, nous constatons que plus de la moitié du gaz consommé en France se fait en offre de marché, soit 53 %. C'est donc un bilan relativement positif.

Faut-il cependant renforcer l'information auprès des consommateurs résidentiels pour doper le dynamisme de ce secteur ?

Il est certain qu'il faut renforcer l'information du consommateur. Le dernier baromètre de l'énergie, réalisé par le médiateur national de l'énergie et la CRE, le démontre clairement : seuls 39 % des foyers savent qu'ils peuvent choisir leur fournisseur d'énergie et 35 % pensent qu'EDF et GDF SUEZ ne forment qu'une seule et



Philippe de Ladoucette

Économiste de formation, Philippe de Ladoucette est président de la Commission de régulation de l'énergie depuis 2006. De 1996 à 2006, il a été PDG du groupe Charbonnages de France et PDG de la Société nationale d'électricité thermique (Snet) de 1996 à 2000.

Philippe de Ladoucette a commencé sa carrière en 1974 à la Datar où il a traité de sujets industriels. Par la suite, il a occupé plusieurs postes au sein de cabinets ministériels, notamment auprès du ministre de l'Industrie (1986) puis du ministre des Entreprises et du développement économique (1993). En 2010, il a codirigé avec Jean-Marie Chevalier, professeur d'économie à l'université Paris-Dauphine un ouvrage consacré au développement des réseaux électriques évolués, *L'électricité du futur, un défi mondial*, Éditions Économica, novembre 2010, 27 euros.

même entreprise ! Cependant, le marché de l'énergie n'a pas, pour l'instant, la même dynamique d'innovation que celui des télécoms. Même si un effort important d'information et de pédagogie est indispensable, il n'est pas certain que l'appétit des consommateurs domestiques pour les offres de marché soit immédiat.

Nous vivons une grande période d'incertitude sur les marchés. Quelles sont pour la CRE les perspectives qui se dessinent ?

Il est vrai que le niveau d'incertitude est de plus en plus grand, que ce soit le contexte économique, qui pèse clairement sur les investissements dans les infrastructures, ou sur l'évolution de la demande en gaz. C'est d'ailleurs le consensus émanant du Conseil mondial de l'énergie, qui s'est tenu en septembre dernier à Montréal (Canada).

Cependant je voudrais surtout souligner que nous sommes à un tournant et que des changements majeurs sont en train de se passer et de se décider.

Premier tournant, au sujet de l'indexation des prix du gaz sur ceux du pétrole : tout le monde connaît la déconnexion relativement importante depuis deux ans, et qui pourrait durer jusqu'en 2020 selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Comme toute activité capitaliste, l'industrie gazière est soumise à des phénomènes cycliques et, même si personne ne le dit, on ne peut pas exclure un changement dans quelques années et voir les prix du gaz dépasser les prix du pétrole. Par contre, à long terme, les réserves de gaz ont fortement augmenté avec l'exploitation des gaz non conventionnels : l'AIE les estime à deux cent cinquante ans de consommation, soit bien plus que les réserves en pétrole. La dynamique à long terme est donc différente de celle du pétrole, sauf à apprendre la découverte de fortes réserves de pétrole. Très

concrètement, cela se traduit par une pression des grands acheteurs, notamment européens, vis-à-vis des producteurs, pour renégocier les clauses des contrats et inclure une part plus importante de l'indexation sur les prix de marché.

Second tournant, la mise en œuvre du troisième « paquet » qui se joue actuellement. Au départ, l'attention s'était focalisée sur l'*unbundling*, sujet sur lequel la France et l'Allemagne ont obtenu une troisième voie, dite « ITO », permettant d'éviter la séparation patrimoniale. Or, aujourd'hui, ce n'est plus le débat principal. Il porte désormais sur les codes réseaux. Il est prévu que soient mis en œuvre douze codes, qui sont en fait des règles d'accès aux réseaux de transport communes pour toute l'Europe. L'Agence de coopération des régulateurs européens (Acer) doit définir des orientations-cadres (*framework guidelines*) sur chacun des douze codes, puis l'Entsog (réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour le gaz) devra, à partir de ces principes, élaborer les codes réseaux. Nous sommes actuellement dans l'élaboration du cadre du premier code réseau - le plus important - qui porte pour le gaz sur les mécanismes d'allocation de capacités (CAM). C'est un travail collectif pour lequel la CRE est corédactrice. Les codes suivants portent sur l'équilibrage (*balancing*) puis les tarifs, pour lesquels nous serons également corédacteurs.

Le code sur l'équilibrage prévoit que les transporteurs devront se procurer le gaz nécessaire à l'équilibrage du réseau sur le marché et non se contenter d'un accord avec un stockeur. En fonction du fait que le réseau est tendu ou pas, la valeur du gaz d'équilibrage sera chère ou au contraire faible. Lorsque les fournisseurs sont en déséquilibre, c'est sur cette valeur là de marché du gaz d'équilibrage qu'ils seront facturés. Ce qui incite les fournisseurs à toujours être les plus équilibrés possible. Cette évolution fait consensus et le débat porte seulement sur le rythme d'atteinte de la cible et les étapes intermédiaires.

Sur les CAM, les enjeux sont beaucoup plus controversés. Il y a un consensus sur le fait que les enchères doivent être le mécanisme privilégié pour vendre les capacités d'interconnexion disponibles, et que celles-ci doivent être vendues sous forme « bundlées », c'est-à-dire sous la forme d'un seul produit et non, comme aujourd'hui, sous la forme de deux produits vendus séparément par chaque transporteur de part et d'autre de la frontière. Toutefois faut-il interdire tout autre mécanisme que les enchères ? Et faut-il rendre les capacités « bundlées » obligatoires ? Dans ce dernier cas, cela obligerait à renégocier la plupart des contrats d'importation à long terme en Europe, au risque d'affaiblir les acheteurs européens dans leurs relations avec les grands producteurs gaziers.

Du côté de la Commission européenne et de certains pays, il y a une volonté très forte de faire bouger énormément les choses, au moment où le troisième « paquet » va être mis en œuvre. C'est d'ailleurs un sujet sur lequel la CRE a émis de fortes réserves estimant qu'il y avait là un risque d'imposer un modèle théorique sans évaluation, risquant de donner des résultats allant à l'encontre du but recherché.

Quel modèle de marché se dessine ?

Le modèle qui se dessine n'est pas écrit explicitement dans le troisième « paquet ». Il prévoit un ensemble de *hubs* virtuels, chacun pouvant couvrir plusieurs pays, sur lesquels les gros consommateurs, les fournisseurs et les producteurs pourront acheter et échanger. Et, entre deux *hubs* (entrée-sortie), la capacité pour aller dans ces deux sens se vendra aux enchères. L'implémentation de ce modèle est un processus long, qui a par exemple duré un an et demi sur les mécanismes d'allocation de capacités.

Une question importante est de savoir quel est le bon degré d'harmonisation en Europe. Il me semble qu'il faut laisser une marge de manœuvre, afin de mieux prendre en compte les spécificités des États membres et de leurs marchés. Prenons l'exemple des Britanniques : quand ils ont mis en place de nouvelles règles, ils ont à chaque fois intégré des mécanismes progressifs. Il n'est donc pas souhaitable de définir sur le papier de nouvelles règles s'appliquant uniformément dans toute l'Europe.

Quel que soit le résultat de ces travaux, il faut bien comprendre qu'il s'imposera aux acteurs français dès 2012-2013, c'est-à-dire dans deux ans. Pour résumer : nous sommes à un tournant, l'avenir du marché gazier européen est en train de s'écrire.

Quel bilan faites-vous des *open seasons*, notamment suite aux difficultés rencontrées par le dernier exercice ?

C'est une question controversée. Avec des *open seasons*, nous avons réussi à renforcer l'interconnexion à Obergailbach (Moselle) en 2008-2009, à développer les capacités de la Belgique vers la France et à créer un nouveau point majeur d'entrée de gaz en France depuis l'Espagne. Ce qui tend à prouver l'utilité et l'efficacité de ce mécanisme qui est par ailleurs largement utilisé dans l'industrie hors secteur régulé.

Pour autant, cet été, alors que le projet « Mid-Cat » paraissait intéressant pour tout le monde et que l'*open season* qui s'en est suivi a été réalisée dans le respect de toutes les règles, la demande du marché n'a pas été là. De façon à ce que ce projet, d'environ un milliard d'euros côté français, ne pèse pas sur les consommateurs, le critère retenu par le test était de 70 % de couverture des coûts par les souscriptions de l'*open season* ; or, le résultat a été de 38 % seulement, en incluant la subvention de la Commission européenne dans le cadre du *recovery plan*, d'un montant de 70 millions d'euros. Les raisons de ce résultat sont complexes à analyser, mais ce n'est pas un échec définitif et cette *open season* sera relancée prochainement, en fonction de l'intérêt du marché.

Se pose, de manière générale, la question de savoir rendre viable ce type de projet. S'il y a un fort intérêt européen ou national, au point de devoir absolument réaliser ce projet, pour des questions de sécurité d'approvisionnement par exemple, alors il faut effectivement trouver un mécanisme au-delà de l'*open season* et des mécanismes de marché pour développer ce type d'infrastructure. En tant que régulateur, nous incitons au développement d'infrastructures dont l'utilisation est raisonnablement garantie sur la base d'engagements financiers des utilisateurs. Car, à la fin, c'est le consommateur qui paie. Il n'y a pas de solution miracle.

Plus de la moitié du gaz consommé en France se fait en offre de marché, soit 53 %.

L'existence d'un marché de gros efficace et dynamique est une condition nécessaire au développement de la concurrence sur le marché de détail, mais n'est pas suffisante en elle-même.

La Commission européenne a récemment publié une communication sur les infrastructures gazières, soulignant notamment un fort besoin d'investissement. Comment analysez-vous cette prise de position au regard de la situation française ?

C'est un document intéressant qui intervient à la fin d'un cycle de plusieurs textes (troisième « paquet », règlement sur la sécurité d'approvisionnement) et semble être une synthèse de la Commission, tout en remettant un peu de vision à long terme. La Commission européenne souhaite un développement concerté à l'intérieur de l'Europe. Ce qui est intéressant, c'est cette vision par corridor des grands axes de transport en Europe.

Pour le gaz, la Commission identifie notamment un corridor nord-sud pour l'Europe de l'Ouest, qui comprend donc l'interconnexion entre la France et l'Espagne, encore inachevée. Dans les autres idées, je relève la transparence et une accélération des procédures, mais également la répartition des coûts d'investissement qui pourraient être attribués aux gestionnaires de réseaux de transport (GRT) des pays voisins. Dans le cas du projet « Mid-Cat », la majeure partie des coûts étant supportée par la France, cette mesure pourrait faire participer l'Espagne. Il reste que ce n'est encore qu'une communication et non un document finalisé.

La Commission européenne s'interroge sur les initiatives régionales. S'avance-t-on vers une redéfinition des périmètres de ces initiatives ?

L'avenir des initiatives régionales reste, pour le moment, une question ouverte, avec pas mal d'incertitudes, le but étant d'aller vers quelque chose de plus efficace et concret. Sur le redécoupage des régions, l'idée serait de refaire ces régions autour de corridors d'approvisionnement, ce qui implique un enjeu de pertinence de ces nouvelles régions. La France n'est pas très concernée par ce sujet, contrairement à d'autres États membres, qui craignent un alourdissement des procédures du fait de la multiplication de ces régions. Sur la gouvernance, pas de révolution, mais l'idée d'une meilleure implication politique des États membres.

La CRE estime que les initiatives régionales ont fait du bon travail, en particulier sur les deux initiatives auxquelles nous participons pour le gaz (France-Espagne-Portugal et Nord-Ouest). Maintenant, le plus dur reste à faire : atteindre la dimension européenne du troisième « paquet ». Nous pensons que toutes les régions ne vont

pas mettre en œuvre en même temps ce modèle de marché, ni de la même façon. C'est la région Nord-Ouest, où les mécanismes de marché sont les plus développés, qui pourrait jouer le rôle de laboratoire de test.

Les réserves de la Commission européenne portent sur les résultats concrets des initiatives. Celles-ci ont cependant permis la mise en place de véritables plateformes de dialogue et d'échange entre les acteurs, permettant un retour rapide du marché pour le régulateur national. Cet aspect dialogue-convergence entre les pays est une grande valeur ajoutée, qui a bien fonctionné lors du projet « Sud ». Nous avons une sorte de conflit entre une vision *top-down* de la Commission et un retour d'expérience *bottom-up* de la part des régions.

De quelle nature seront les relations entre la future Agence européenne des régulateurs et le régulateur national ?

Il est encore trop tôt pour avoir une vision claire, dans la mesure où l'Acer n'est pas encore opérationnelle. Le futur travail avec l'Agence est une vraie question, en particulier avec son équipe permanente pour les *guidelines* et les codes (deux experts pour le gaz, deux pour l'électricité). En revanche, côté Ergég (le groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz), nous sommes en ordre de marche et les groupes de travail seront prêts à contribuer aux travaux de l'Agence.

Beaucoup de règles concrètes seront à l'avenir définies au niveau européen, ce qui va nécessairement faire changer le travail des régulateurs nationaux. Il faut une grande implication dans les groupes de travail, pour éviter de se voir imposer des règles non souhaitées.

Revenons au marché français. L'actualité récente a porté sur la nouvelle formule du tarif réglementé s'appliquant à la fourniture de gaz par GDF SUEZ, intégrant pour partie l'indexation sur les prix de marché. Pourquoi cette évolution ?

GDF SUEZ a renégocié tout au long de cette année ses contrats de long terme en y incluant une part d'indexation sur les prix de marché. Comme cela était prévu, la CRE a fait un audit de la formule et recommandé une évolution en ce sens. Il s'agit donc tout simplement de faire en sorte que les tarifs réglementés reflètent correctement les coûts d'approvisionnement des contrats de long

Une question importante est de savoir quel est le bon degré d'harmonisation en Europe. Il me semble qu'il faut laisser une marge de manœuvre, afin de mieux prendre en compte les spécificités des États membres et de leurs marchés.

terme de GDF SUEZ, comme le contrat de service public entre l'État et GDF SUEZ le prévoit. C'est donc une évolution normale, naturelle. Pour autant, il ne faut pas en attendre une baisse systématique des prix. Concernant le choix de l'indice, le plus développé sur le continent est l'indice néerlandais TTF [indice finalement retenu dans la publication au Journal officiel de la nouvelle formule, NDLR], mais la CRE a demandé que soit étudiée l'inclusion d'un indice PEG, qui reflète la réalité du marché français.

Pourquoi avoir introduit la prise en compte de la flexibilité intrajournalière dans les tarifs d'utilisation des réseaux de transport ?

La flexibilité intrajournalière, qu'est-ce que c'est ? C'est le fait qu'à l'intérieur d'une journée, la demande en gaz n'est pas la même. Si cela a toujours existé, l'arrivée des centrales électriques a fait changer la donne : il faut répondre aux brusques sollicitations des centrales, qui de leur côté répondent à la demande et au marché électriques. C'est ce très fort besoin de flexibilité intrajournalière qu'il a fallu traiter.

Après une très large concertation, la CRE a introduit un service de flexibilité dans sa proposition tarifaire pour le réseau de GRTgaz, fondé sur quelques principes de base. Premier principe, le système d'équilibre en France reste journalier. On ne passe pas à un système horaire, ni même journalier avec des contraintes horaires. Même si un système d'équilibrage horaire pourrait satisfaire aux variations des demandes des centrales électriques, il générerait des coûts élevés pour tout le monde, sans compter une complexité accrue pour les nouveaux entrants, constituant un frein à la concurrence. Pour ces raisons, les orientations européennes prévoient que le système journalier doit être choisi, sauf contraintes particulières.

Deuxièmement, dans le cadre de l'équilibrage journalier, la gestion de la flexibilité intrajournalière fait partie des missions des GRT. Les transporteurs doivent mettre en concurrence et utiliser de manière optimale l'ensemble de leurs ressources, afin d'assurer l'équilibrage du réseau en cours de journée. Dans ce cadre, il y a un service qui est défini pour tous les sites fortement modulés, quel que soit leur usage du gaz. Le prix de ce service a été établi par la CRE en prenant uniquement en compte les coûts supplémentaires liés à la

flexibilité intrajournalière de ces sites, et il est facturé seulement à l'usage.

Cette question était en suspens depuis deux ans, ce qui créait une incertitude pour l'ensemble des acteurs. Certes, cette flexibilité, jusqu'à présent gratuite pour les premières centrales, devient payante, mais nous estimons que cela reste favorable à l'implantation de nouvelles centrales, dans la mesure où les choses sont claires et où l'offre est compétitive par rapport aux pays voisins.

Concernant le regroupement des places de marché – autre thème de la concertation –, la question des zones reste en suspens : de cinq, nous sommes passés à trois zones d'équilibrage en 2009, alors que l'Allemagne va avoir une seule zone de gaz H en 2013. Il y a eu tout un travail de concertation en 2010, mais le dossier n'est pas mûr et la CRE a considéré, dans sa proposition tarifaire d'avril, que la concertation devait se poursuivre. La situation a changé avec la mise en service à 100 % du terminal méthanier de Fos-Cavaou. La liaison nord-sud n'étant plus congestionnée, un rapprochement, voire une fusion entre les PEG nord et sud, est envisageable sans qu'il soit besoin d'investissements massifs.

De son côté, Powernext a commencé une réflexion sur le couplage des zones GRTgaz nord et GRTgaz sud. S'il fonctionne très bien pour l'électricité, permettant d'atteindre fréquemment un prix unique et en tous cas d'utiliser les interconnexions au maximum de leurs capacités, le *market coupling* ne peut être dupliqué tel quel pour le gaz. En revanche, une éventuelle adaptation de ce système serait intéressante et nous permettrait de devenir pionniers en Europe.

Le dynamisme des réseaux de transport est en partie dépendant de la qualité des infrastructures. Avec le développement des gaz non conventionnels, l'offre de gaz naturel liquéfié (GNL) a fortement augmenté. Comment s'associent les projets en matière de GNL avec les perspectives de développement du marché français ?

Quand vous manquez d'interconnexions, les perspectives de développement en matière de terminaux méthaniers doivent être prises en compte. Si la régulation essaie d'être le plus favorable possible à l'investissement, il ne faut pas oublier que l'investissement

premier est le fruit d'une décision privée. L'acteur doit donc trouver une rentabilité industrielle dans ce projet. Le régulateur cherche à créer les conditions favorables au développement de ces terminaux méthanier, d'autant que l'avenir du gaz passe par le GNL. Autant que le GNL arrive en premier lieu en France, au bénéfice final du consommateur. Il faut donc rendre le marché français attractif, ce qui passe notamment par la question de l'odorisation du gaz, qui empêche pour le moment de faire remonter du gaz vers l'Allemagne ou la Belgique. Si cette possibilité était offerte, cela constituerait un puissant facteur d'attractivité pour les projets de terminaux existant en France.

L'expérimentation par GrDF des comptages évolués en gaz arrive à son terme. Qu'en est-il de ce projet ?

Depuis le début, ce projet a été étudié en concertation, dans le cadre du groupe de travail gaz (GTG) qui réunit l'ensemble des acteurs concernés par le marché de détail du gaz. En septembre 2009, les grandes lignes du projet ont été définies par la CRE, qui a également demandé à GrDF de lancer une expérimentation et annoncé le lancement d'une étude technico-économique sur le projet.

Le déploiement par GrDF des vingt mille compteurs pilotes n'a pas posé de problème majeur et l'expérimentation, qui inclut des tests auprès des clients sur les gains de la maîtrise de la demande (MDE) permis par de nouveaux services, se poursuit. Quant à l'étude menée par la CRE, la première phase montre que le projet est à peu près à l'équilibre économique. En intégrant les estimations de gains des consommateurs provoqués par la MDE, alors le projet est positif. La seconde phase, au premier semestre 2011, prendra en compte les retours d'expérience issus d'autres études en Europe sur la MDE, ainsi que les résultats de l'expérimentation de GrDF. La prochaine échéance est située à la mi-2011, où il s'agira de lancer le développement industriel du projet. Les principales fonctionnalités devront avoir été arrêtées, ce qui permettra à GrDF de lancer des appels d'offres auprès des équipementiers et de commencer les études des systèmes d'information. La décision de déploiement serait prise en 2013 et le déploiement commencerait en 2014. Le projet est intéressant, mais il y a une réflexion à mener sur son encadrement économique. L'ensemble des acteurs impliqués devra être incité à maîtriser les coûts.

Propos recueillis par la rédaction de *Gaz d'aujourd'hui* ■

Si la régulation essaie d'être le plus favorable possible à l'investissement, il ne faut pas oublier que l'investissement premier est le fruit d'une décision privée.