



24 janvier 2006

Contribution de l'Uprigaz aux problématiques du marché intérieur du gaz naturel en Europe : sécurité d'approvisionnement, investissements et système régulateur

Les évènements récents au Royaume-Uni et en Ukraine posent le problème de la sécurité d'approvisionnement en gaz de l'Union européenne.

Au Royaume-Uni, alors qu'historiquement un seul opérateur, British Gas, assurait l'approvisionnement du marché britannique, en liaison avec les producteurs de Mer du Nord, et disposait de tous les éléments d'information lui permettant d'anticiper les évolutions de l'offre et de la demande, le découplage des fonctions de fourniture et de logistique a conduit à une myopie collective des opérateurs qui n'ont pas perçu dans les délais les conséquences de la baisse de production des champs de l'offshore britannique. En effet, on constate généralement que lorsque des gisements arrivent en phase de déclin, les prévisions de production sont entachées d'une plus grande incertitude et que la capacité des gisements à faire face à des pointes de consommation en hiver décroît de façon importante, ce qui crée des besoins supplémentaires de stockage. De nouvelles orientations ont été prises par le Gouvernement britannique et l'OFGEM en vue d'encourager la mise en œuvre aussi rapide que possible de nouveaux projets d'importation de gaz bénéficiant d'une exemption au régime de l'accès des tiers afin d'éviter des situations difficiles en période de pointe hivernale.

Par ailleurs, la récente crise ukrainienne met en relief la fragilité du système gazier européen face à la dépendance croissante des fournitures extérieures. Cette situation souligne l'impérieuse nécessité de disposer de marges de sécurité et de flexibilité en matière de logistique : la diversification des sources d'approvisionnement est une réponse adéquate, mais elle implique une multiplication des investissements en terminaux méthaniers, canalisations de grand transport, stockages souterrains, etc.

I – Eléments d'environnement du système gazier

Le fonctionnement du système gazier européen est aujourd'hui directement influencé par cinq séries de facteurs :

- le nouveau comportement des pays producteurs ;
- une dépendance croissante de l'Europe aux importations ;
- un marché mondialisé, et non plus strictement régional ;
- le coût et les délais de réalisation des infrastructures ;
- une certaine myopie des acteurs.

1. Le nouveau comportement des pays producteurs :

- ✓ Dans « l'ancien régime », un partage des risques s'était instauré, au travers des contrats « take-or-pay » entre les fournisseurs, garantissant la compétitivité du gaz sur les marchés finals par la pratique du « netback », et les acheteurs s'engageant sur les volumes. Le vendeur supportait le « risque prix » et l'acheteur le risque « volumes ». Au demeurant, les acheteurs étaient représentés par des monopoles nationaux, souvent constitués en consortium d'achat pesant d'un poids politique et économique comparable à celui des producteurs russes, algériens, norvégiens ou nigériens...
- ✓ En diminuant sensiblement la sécurité de leurs débouchés de gaz et de GNL, l'ouverture des marchés conduit les producteurs, d'une part, à tenter de commercialiser directement leurs ressources sur les marchés finals, en s'efforçant de contrôler la logistique (politique de vente CIF) et, d'autre part, à élargir et diversifier le placement de ces ressources, de manière à pouvoir pratiquer des arbitrages entre les différents grands marchés régionaux, en fonction des valorisations du gaz qu'ils offrent au cours du temps.

Cette situation est facilitée par un développement du GNL et du marché « spot » qui offre davantage de flexibilité aux pays producteurs. C'est ainsi que l'Algérie peut plus facilement procéder à des ventes significatives de gaz à destination des Etats-Unis lorsque les prix et les conditions de vente sur le marché américain sont plus attractifs que ceux du marché européen.

On observera également que la Russie développe un réseau de transport vers l'Asie, ce qui lui permettra de plus en plus d'arbitrer entre les marchés européens traditionnels et les marchés émergents d'Asie.

La Norvège de son côté avec le projet GNL de Snohvit entend diversifier ses débouchés, notamment vers les Etats-Unis.

2. Une dépendance croissante de l'Europe aux importations:

Le déclin inéluctable des productions européennes, en particulier de la Mer du Nord, conduit à un accroissement significatif du taux de dépendance aux importations de l'Union Européenne. Ce taux devrait passer de 57 % actuellement à 70 % en 2020. L'Europe sera alimentée principalement par la Russie, l'Afrique du Nord, le Moyen-Orient, la Norvège et, plus marginalement, par le Nigeria et les pays de la zone Caraïbe.

L'accroissement des quantités importées, qui devront à la fois compenser le déclin des productions domestiques et l'augmentation de la consommation, implique la mise en œuvre d'investissements considérables tant dans les pays producteurs et les pays de transit que dans l'Union européenne.

3. Un marché mondialisé et non plus strictement régional :

Historiquement coexistaient dans le monde trois marchés régionaux : un marché européen, un marché nord-américain et un marché asiatique. Ce système emportait deux conséquences. D'une part, chaque marché fonctionnait de façon autonome avec son propre mode de fixation de prix ; les plus bas prix se situant aux Etats-Unis et les plus élevés en Asie. D'autre part, au sein d'une même zone, il existait un couplage entre producteurs et consommateurs, du fait de

la rigidité du lien logistique, très généralement par canalisation, reliant les zones de production à chacun des marchés. Ce couplage donnait lieu à des contrats de long terme entre les producteurs et les grandes entreprises gazières européennes.

Ce schéma a été bouleversé par plusieurs facteurs. Le premier tient à la montée en puissance du GNL grâce à l'abaissement des coûts de liquéfaction et de transport maritime du gaz liquéfié, qui complète l'approvisionnement par canalisation et permet à des productions lointaines de trouver des débouchés économiques. Le second est relatif aux modalités d'application de l'ouverture des marchés qui, en remettant en question les monopoles nationaux (GDF, British Gas, Gasunie, etc.) fragilisent les contrats « take or pay » long terme qui constituaient jusqu'alors l'élément essentiel de sécurité des débouchés et des recettes d'exportation pour les pays producteurs. Le troisième est relatif à l'abrogation des clauses de destination qui conduit les producteurs à s'impliquer davantage dans l'aval et dans la commercialisation du gaz et à rechercher parallèlement des débouchés en dehors de leur zone géographique traditionnelle d'achalandage.

Ainsi s'instaure un découplage des liens géographiques historiques entre l'Europe et ses fournisseurs traditionnels ; la Russie se tourne désormais également vers l'Asie, l'Algérie et la Norvège vers les Etats-Unis.

4. Le coût et les délais de réalisation des infrastructures :

Le développement des projets d'importation doit s'accompagner d'un programme considérable d'investissements dans les infrastructures en Europe, qu'il s'agisse des terminaux de regazéification - au nombre de 12 actuellement et qui pourraient doubler - des grands réseaux de transport et des stockages souterrains dont les capacités devraient également doubler, selon l'AIE, d'ici 2030.

Ce sont des dizaines de milliards d'euros d'investissements à mobiliser d'ici 2020. A ce programme d'investissements en Europe, il convient d'ajouter des investissements bien supérieurs tant dans les pays producteurs que dans la logistique hors d'Europe (canalisation dans les pays de transit ou offshore, flotte de navires méthaniers).

Certains de ces investissements doivent être engagés rapidement, pour tenir compte des délais importants de réalisation. Les contraintes environnementales de plus en plus sévères contribuent pour une large part à l'allongement de ces délais, voire conduisent à l'impossibilité d'en réaliser certains.

On observera que les coûts fixes des chaînes d'approvisionnement, qu'il s'agisse de GNL ou de gaz transporté par canalisation, sont largement prépondérants (de l'ordre de 70 %), ce qui conduit à ce qui conduit les investisseurs à exiger des garanties sur leurs taux d'utilisation et le niveau des revenus qu'ils engendrent.

5. Une certaine myopie des acteurs :

L'ouverture des marchés, avec la séparation des activités de fourniture, a significativement réduit la visibilité qu'ont les opérateurs sur l'équilibre offre-demande et l'évolution prévisionnelle des flux de gaz, c'est-à-dire leur capacité à planifier les investissements pour répondre convenablement aux besoins futurs d'acheminement dans les réseaux, dans les installations de stockage et dans les terminaux.

La question qui se pose aujourd'hui est d'imaginer un nouveau système qui fournisse à l'ensemble des acteurs, qu'il s'agisse des opérateurs d'infrastructures, des fournisseurs et des clients une visibilité suffisante pour assurer l'équilibre offre-demande à moyen et long terme. Il est désormais illusoire de s'attacher au seul équilibre des bilans nationaux. C'est l'équilibre offre-demande de l'ensemble du marché européen qu'il convient de considérer même si celui-ci doit être analysé par sous-ensembles régionaux.

Cet exercice prévisionnel est indispensable aux gestionnaires d'infrastructures désormais séparés de la fonction approvisionnement et doit aboutir à une programmation pluriannuelle des investissements. Toutefois cet exercice de programmation n'a de sens que s'il est conduit au niveau communautaire.

Aux yeux de l'Uprigaz, la programmation pluriannuelle d'investissements au niveau communautaire vise à introduire une concertation entre les acteurs dont les résultats peuvent les guider dans l'optimisation de leurs investissements. Cette concertation devrait porter notamment sur les hypothèses d'évolution de l'offre et de la demande de gaz, sur le recensement des projets d'infrastructures et déboucher sur un ensemble de mécanismes incitatifs cohérents au plan européen pour faciliter la réalisation des investissements.

La transparence dans le fonctionnement des outils logistiques, encouragée par le Forum de Madrid, devrait faciliter cet exercice.

II – Propositions de réponses à ce nouvel environnement

Face à ce nouvel environnement, quatre séries de propositions peuvent être avancées par l'Uprigaz, qui tendent à :

- favoriser les investissements dans la logistique gazière ;
- limiter l'intervention publique en matière de prix de vente du gaz ;
- clarifier le rôle des régulateurs et des administrations nationales ;
- promouvoir les conditions de fonctionnement d'un marché fluide du gaz au moyen de places de marché régionales.

1. Favoriser les investissements dans la logistique gazière :

Les opérateurs ne développeront leurs investissements dans la logistique gazière que s'ils disposent à la fois d'une visibilité suffisante sur les conditions du marché, d'une rentabilité satisfaisante, d'une stabilité de leur environnement réglementaire et éventuellement d'une prime à l'investissement par dérogation à l'ATR.

La visibilité leur est offerte par un exercice de programmation pluriannuelle des investissements.

La rentabilité ne peut s'apprécier *in abstracto* mais doit correspondre aux exigences des marchés financiers. En aucun cas, un investisseur industriel ne peut durablement accepter un taux de rentabilité sur des activités régulées notablement inférieur aux attentes de ses actionnaires pour ce type d'activité. Il est illusoire de vouloir assurer la sécurité d'approvisionnement, laquelle sous-entend une politique de surcapacité et d'investissement, tout en imposant des taux de rentabilité en deçà des exigences du marché.

La stabilité de l'environnement réglementaire est un troisième impératif. Tout investisseur est en droit d'obtenir des régulateurs, lorsqu'il se place dans un système régulé, la pérennité des conditions financières sur la base desquelles il s'est engagé. Or, l'expérience vécue par les gestionnaires de réseaux a montré que les régulateurs tendaient a posteriori à « plafonner » leurs revenus, même en cas d'augmentation des OPEX, et donc à durcir les conditions financières de leurs investissements. Ceci n'empêche pas les opérateurs de rechercher une amélioration de leur productivité ; amélioration à laquelle les régulateurs doivent les inciter.

Enfin, la directive 2003/55/CE a prévu la possibilité de déroger au régime de l'accès des tiers sous certaines conditions. On observera que les tensions sur le marché gazier britannique ont conduit les autorités de régulation britanniques à consentir récemment, avec l'accord de la Commission européenne, le bénéfice de cette exonération aux trois projets de terminaux d'Isle of Grain, de MilfordHaven et de South Hook, ainsi qu'à deux projets d'interconnexion. Le gaz étant substituable dans tous ses usages, seul compte, en définitive pour les consommateurs, le prix final du gaz et non la répartition des marges des promoteurs du projet, de l'amont à l'aval de la chaîne gazière. En effet, l'ouverture du marché européen n'a pas modifié la politique des producteurs internationaux consistant à assurer la compétitivité de leur offre sur les marchés finals par rapport aux produits pétroliers sans soufre (politique de « net-back »). Aussi est-il inopportun pour les régulateurs des pays acheteurs de soumettre au régime de l'ATR régulé les nouvelles grandes infrastructures concourant aux projets d'approvisionnement structurants qui devraient, au contraire, généralement bénéficier du régime d'exemption prévu à l'Article 22 de la directive 2003/55/CE. Les capacités disponibles, au-delà des flux de long terme seraient évidemment mises à la disposition des tiers aux conditions de l'ATR régulé.

2. Limiter l'intervention publique en matière de prix de vente du gaz :

L'expérience démontre l'incompatibilité et le caractère dommageable de la coexistence sur un marché de deux types de clientèles, la première bénéficiant d'un système de prix de vente administrés et la seconde d'un système de prix de marché. Il est dangereux, et la situation de l'Ukraine en est une démonstration, de laisser perdurer une dualité de régimes de prix.

L'Uprigaz réitère son souhait de voir mis un terme au régime des prix administrés. Elle aurait souhaité que la loi fixe au 1^{er} juillet 2007 au plus tard la mise en extinction des barèmes et que dans cette perspective, les mouvements de prix rapprochent progressivement les prix administrés des prix de marché.

Un signal positif avait été donné en France par l'arrêté du 16 juin 2005, notamment au travers de mécanismes de rattrapage prenant fin au 1^{er} avril 2006. Malheureusement, un nouvel arrêté en date du 29 décembre 2005 est revenu sur les dispositions encourageantes de l'arrêté du 16 juin.

Ces nouvelles dispositions pénalisent les nouveaux entrants puisqu'elles encouragent les consommateurs à conserver leur fournisseur historique, sans exercer leur éligibilité, pour continuer de bénéficier du système de prix administrés. Pénalisent-elles l'opérateur public ? Le contrat Etat-GDF du 20 juin 2005 prévoit à cet égard, à l'article 1.2 du Titre III, consacré aux tarifs en distribution que « (...) si l'Etat refuse une proposition de GDF conforme aux dispositions du présent contrat, il doit arrêter les modalités de compensation pour l'Entreprise (...) ces compensations doivent être arrêtées d'un commun accord avec l'Entreprise. Elles doivent permettre de retrouver une neutralité financière pour l'Entreprise

dans un délai maximum de douze mois ». Faut-il en conclure que l'Etat devra, conformément au contrat de service public qu'il a passé avec GDF, compenser la perte de recettes évaluée par GDF à 910 millions d'euros et induite par l'arrêté du 29 décembre 2005 ?

Par ailleurs le maintien durable des tarifs administrés inférieurs aux prix de marché constitue un handicap majeur pour les nouveaux entrants auxquels il est demandé de faire face à des coûts de structure élevés et de satisfaire à des obligations d'achat de gaz diversifiées et à moyen terme sans que les conditions de l'équilibre économique de leur activité commerciale soient assurées.

3. Promouvoir les conditions de fonctionnement d'un marché fluide du gaz naturel :

La fluidité du marché est essentielle à sa libéralisation. Or cette fluidité dépend de deux facteurs.

En premier lieu, elle exige des surcapacités structurelles dans la logistique gazière. Ainsi, il est illusoire d'imaginer l'existence de cette surcapacité si les conditions précédemment indiquées pour le développement des investissements ne sont satisfaites.

En second lieu, l'ouverture des marchés n'est effective que si elle s'accompagne de la création de places de marché permettant aux fournisseurs de pratiquer des échanges et d'effectuer des arbitrages dans l'espace et le temps. Or, ces places de marché répondent à des logiques économiques régionales et, le plus souvent, transfrontalières (Belgique/ Allemagne du Sud/ Nord de la France ; Sud-Ouest de la France/ Nord de l'Espagne/ Portugal ; Pays-Bas/ Belgique/ Allemagne du Nord...).

Le développement des places de marché est donc subordonné à la mise en œuvre, entre les opérateurs des réseaux adjacents, de part et d'autre des frontières, d'un programme d'investissements permettant de développer les capacités de liaison entre ces réseaux, dans les deux sens, de manière coordonnée. Par ailleurs, se pose la question de la compatibilité des structures tarifaires de l'ATR au sein d'un même espace régional lorsque (c'est, en particulier le cas entre le Sud-Ouest de la France et le Nord de l'Espagne) les échanges de gaz à courte distance sont tarifés de manière trop différente dans chacun des réseaux.

4. Clarifier le rôle du régulateur et des administrations nationales :

- ✓ Au niveau français, la répartition actuelle des compétences fixées par le législateur entre le ministre et le régulateur est excessivement complexe. Il aurait été logique que le régulateur soit le seul responsable de ce qui touche à l'ouverture des marchés et à la concurrence, alors que le ministre conserverait sous sa responsabilité les questions touchant à la sécurité d'approvisionnement, y compris les dérogations au régime de l'ATR, la détermination des investissements « structurants » bénéficiant d'une rémunération majorée, la sécurité des installations et le contrôle technique des opérateurs.

Dans cet esprit, l'Uprigaz avait déjà recommandé que le régulateur se voit transférer l'entière responsabilité des tarifs de vente du gaz et des tarifs ATR qui sont essentiels pour l'ouverture du marché et le développement de la concurrence.

- ✓ Au plan communautaire, l'Uprigaz observe que la politique de régulation du gaz, actuellement en vigueur dans l'Union européenne, qui repose sur des régulateurs nationaux disposant de pouvoirs étendus, mais circonscrits à leur propre pays, épaulés par des instances de coordination ne bénéficiant que d'un pouvoir de notoriété et de « benchmarking » (CEER, ERGEG, Forum de Madrid), ne répond pas complètement aux enjeux paneuropéens de la création du grand marché intérieur.

En effet, qu'il s'agisse de la promotion des grandes infrastructures de réception de GNL et de transit du gaz ou de l'accélération du processus de mise en place de marchés régionaux, par nature transfrontaliers, il apparaît aujourd'hui que le bon niveau de régulation est devenu européen et non plus national.

Seul un régulateur européen dont la création ne peut résulter que d'une décision des gouvernements des Etats-membres semble, en effet, en mesure d'achever dans les meilleurs délais possibles la construction du marché intérieur, en intervenant notamment dans les domaines suivants :

- Participer, de manière transparente, à un recensement des prévisions de consommation, en identifiant spécifiquement les nouveaux débouchés structurants que constituent les centrales électriques CCGT, de manière à susciter des projets d'approvisionnements concurrents, englobant, le cas échéant, les besoins de plusieurs pays ;
- Participer à un exercice annuel de programmation pluriannuelle des investissements portant sur les infrastructures gazières en développement, en particulier les investissements nécessaires pour assurer la fluidité des échanges de gaz au sein des principales zones géographiques constituant des marchés régionaux du gaz ;
- Accorder, de manière équitable et harmonisée au niveau européen, les dérogations à l'ATR pour les nouvelles infrastructures transfrontalières essentielles ;
- Faciliter l'intégration des marchés régionaux en assurant l'effacement progressif des barrières frontalières par un traitement convenable des spécificités tarifaires de l'ATR des opérateurs concernés.

L'Uprigaz a conscience des difficultés de mise en œuvre de sa recommandation. Aussi suggère-t-elle, dans un premier temps, que la DG-TREN inscrive les questions ci-dessus à l'agenda du Forum de Madrid, en 2006, afin de leur donner une reconnaissance officielle et de susciter un dialogue avec le CEER et l'ERGEG. Il est clair que certaines des actions suggérées par l'Uprigaz pourraient être engagées avant même que ne s'installe un régulateur européen ; réforme qui pourrait nécessiter un certain délai avant d'être effective.

Union Professionnelle des Industries Privées du Gaz
Immeuble Citicenter - Bureau 300 – 19, Le Parvis - 92800 PUTEAUX LA DEFENSE Cedex
Tél : ++ 33 (0) 1 47 44 62 22 / Fax : ++ 33 (0)1 47 44 47 88 / email : uprigaz@uprigaz.com
www.uprigaz.com
SIREN : 429 801 665