

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 juin 2012 portant communication sur les pics de prix du gaz de début février 2012

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCETTE, président, Olivier CHALLAN BELVAL, Jean-Christophe LE DUIGOU et Michel THIOILLIERE, commissaires.

Conformément aux dispositions de l'article L.131-2 du code de l'énergie, « la Commission de régulation de l'énergie surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières. Elle surveille la cohérence des offres [...] faites par les producteurs, négociants et fournisseurs [...] avec leurs contraintes économiques et techniques ». Cette mission de surveillance s'inscrit désormais dans le cadre du règlement européen (dit « REMIT ») relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de l'énergie. Entré en vigueur le 28 décembre 2011, REMIT interdit les manipulations de marché et les opérations d'initiés sur les marchés de gros de l'énergie.

Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) analyse de manière systématique les occurrences de pics des prix de l'électricité et du gaz. Cette délibération rend compte des travaux menés sur les pics de prix du gaz survenus en février 2012.

Le prix du gaz sur le marché spot français a atteint 40,5 €/MWh et 45,7 €/MWh au PEG Nord pour livraison le 7 février et le 8 février respectivement, soit les plus hauts niveaux atteints depuis 2006. Ces prix très élevés ont été observés dans un contexte climatique particulier : du 1^{er} au 13 février, la France et l'Europe de façon plus générale ont été touchées par une vague de froid avec des températures très inférieures aux moyennes saisonnières. Cette pression à la hausse sur la demande s'est accompagnée de restrictions sur les interconnexions en amont du réseau français, liées en particulier à la réduction des livraisons de gaz russe, qui ont également pesé sur l'offre. Bien que les prix aient augmenté sur l'ensemble des *hubs* européens, la France a connu des différentiels de prix importants avec certains marchés voisins. Ainsi, le prix au PEG Nord a été environ 7 €/MWh plus élevé que celui des Pays-Bas (TTF), de la Belgique (Zeebrugge) et de l'Allemagne (NCG).

Au-delà de ces éléments de contexte, et dans le cadre de ses analyses systématiques en cas d'événement de marché de cette nature, la CRE a engagé une investigation sur les facteurs explicatifs de ces niveaux de prix. Elle a, notamment, analysé les flux dans le système gazier français, ainsi que les interventions des acteurs sur les marchés.

Les niveaux de prix observés

Le prix du gaz sur le marché *spot* français a fortement augmenté au cours des premiers jours de février 2012. Dans un contexte de forte volatilité, le prix au PEG Nord s'est situé à 40,5 €/MWh pour livraison le 7 février et 45,7 €/MWh pour livraison le 8 février, soit les niveaux les plus élevés sur ce *hub* depuis 2006¹. Les PEG Sud et TIGF ont globalement suivi l'évolution du PEG Nord : les écarts de prix entre les PEG sont restés relativement stables par rapport à janvier. Cette hausse de prix a été constatée sur les principaux *hubs* européens, mais, à l'exception du *Punto di Scambio Virtuale* (PSV) italien (où le prix *day-ahead* a atteint 65,0 €/MWh pour livraison le 9 février 2012), les prix n'ont pas atteint les niveaux observés en France. Ainsi, entre le 2 et le 8 février, l'écart de prix entre le PEG Nord, d'une part, et les marchés néerlandais (TTF), allemand (NCG) et belge (Zeebrugge), d'autre part, est passé d'une moyenne de 0,7 €/MWh à 7 €/MWh (le PEG Nord étant plus cher). Enfin, en l'absence de référence publique de prix *spot* en Espagne, il est délicat d'évaluer un différentiel de prix avec ce marché.

¹ Une valeur de 66,0 €/MWh avait été atteinte en mars 2006

La hausse des prix *spot* ne s'est que très légèrement propagée aux produits à terme et, notamment, au M+1 (avec des prix inférieurs à 25,5 €/MWh) et les prix français à terme ne se sont pas déconnectés de ceux des *hubs* adjacents. L'indice TTF, par exemple, s'est situé le 7 février à 24,9 €/MWh sur le produit M+1 et à 24,2 €/MWh sur le produit Q+1. La CRE relève, par conséquent, que la référence de prix utilisée dans la formule de calcul des tarifs réglementés de vente de gaz n'a pas été impactée par cet épisode².

Analyse des flux de gaz en France

La consommation a augmenté rapidement et significativement sous l'effet de températures anormalement basses pour la saison, affichant une moyenne de 3,6 TWh/jour sur la période du 6 au 10 février 2012. Un record de consommation a été atteint au cours de cette période avec 3,7 TWh consommés le 8 février 2012, dépassant ainsi le précédent record datant de janvier 2010 (3,3 TWh). A titre de comparaison, la consommation moyenne se situait à 2,2 TWh/jour à période identique l'année dernière. Cette consommation a été portée essentiellement par les clients du réseau de distribution et par la production d'électricité à partir du gaz.

Pour faire face à cette consommation élevée, les stockages ont été fortement sollicités : ils ont représenté en moyenne 47 % des approvisionnements quotidiens du 6 au 10 février, soit 1,9 TWh/jour en moyenne, contre 0,7 TWh/jour au cours de janvier. Sur la même période, les importations terrestres se sont élevées à 1,6 TWh/jour, soit une hausse de 13 % par rapport à janvier 2012. Les importations de GNL ont représenté en moyenne 411 GWh/jour, soit 29 % de moins qu'à période identique l'année précédente.

La période de pic de prix en France s'est accompagnée d'un recours plus important au marché de gros du gaz faisant progresser les échanges aux PEG. Ainsi, le volume livré est passé d'une moyenne de 1,7 TWh/jour au cours de janvier à 2,3 TWh/jour entre le 6 et le 10 février. Les volumes échangés sur le marché intermédiaire français (*brokers* et bourse), pour les segments *day-ahead* et intraday et pour livraison entre le 6 et le 10 février, ont atteint une moyenne de 467 GWh/jour, soit une augmentation de 42 % par rapport à la moyenne de janvier 2012.

Le recours au marché de gros a ainsi pu permettre d'équilibrer les portefeuilles des fournisseurs au cours de cette période, contribuant à sécuriser l'approvisionnement de leurs clients.

Les exportations ont augmenté de 50 % par rapport à janvier dernier et se sont situées à 348 GWh/jour. L'augmentation s'est concentrée sur l'interconnexion avec la Suisse (Oltingue), ces flux étant destinés en grande partie au marché italien. Les exportations nettes vers l'Espagne se sont maintenues à un niveau très élevé. En l'absence de référence de prix transparente, la CRE n'est pas en mesure de s'assurer que ces flux correspondent à des comportements économiquement rationnels des expéditeurs concernés.

La CRE note également que la liaison Nord-Sud a été saturée sur la période du 6 au 10 février et que le recours aux stockages de la zone TIGF pour alimenter la zone Sud a conduit à une inversion des flux sur la liaison Sud-Sud Ouest sur la période du 1^{er} au 13 février.

Utilisation des capacités d'interconnexion aux frontières et comportements individuels d'acteurs

La capacité d'import disponible sur les principaux points d'interconnexion du réseau français (notamment sur Obergailbach et Taisnières H) n'a pas été pleinement utilisée pendant la période de vague de froid, malgré le fort différentiel de prix entre le PEG Nord et les *hubs* voisins. Entre le 1^{er} et le 7 février 2012, 20 % des capacités d'entrée souscrites (2,2 TWh) n'ont pas été utilisées (soit 9 % de la consommation française sur cette période).

Dans la mesure où une meilleure utilisation des capacités d'interconnexion en entrée aurait pu réduire les écarts importants de prix entre le marché français et les pays frontaliers, la CRE a interrogé les trois principaux acteurs qui n'ont pas utilisé pleinement les capacités d'import qu'ils avaient souscrites sur les points d'entrée terrestres pendant la période des pics de prix. Les réponses de ces acteurs ont été communiquées à la CRE fin avril pour l'un, courant et fin mai pour les deux autres.

² Le calcul du tarif réglementé de vente utilise la moyenne mensuelle de l'indice Q+1 au TTF comme référence de prix du marché du gaz (cf. <http://www.cre.fr/marches/marche-de-detail/marche-du-gaz>)

Dans leurs réponses, ces acteurs ont souligné le contexte climatique particulier, la forte demande qui en a découlé et une situation de tension, notamment dans le sud de l'Allemagne, exacerbée par les restrictions de gaz en provenance de Russie.

Deux acteurs ont mentionné la décision des autorités italiennes d'obliger les expéditeurs à « maximiser » les importations de gaz naturel vers l'Italie³. Cette décision se reflète dans l'évolution des flux d'exportations via Oltingue (frontière suisse) mentionnée précédemment.

S'agissant de la frontière allemande (Obergailbach), deux acteurs ont relevé l'interruption de capacités interruptibles en sortie de l'Allemagne. Cette situation conduit à ce que des acteurs ayant des capacités fermes en entrée en France ne peuvent les utiliser puisque ces capacités peuvent être interrompues en sortie du réseau allemand.

Sur la frontière belge, un acteur a mentionné que :

- les contraintes d'équilibrage du réseau belge ne permettraient pas de réduire les flux rebours compte tenu des aléas de consommation ;
- les règles de GRTgaz imposent de comparer la capacité souscrite aux seuls flux *forward* (flux bruts entrant en France) et non aux flux nets (flux *forward* nets des flux rebours de la France vers la Belgique).

Sur ce dernier point, la CRE note, toutefois, qu'entre 76 et 100 GWh/jour étaient disponibles sur Taisnières H pour les journées du 6 et 7 février.

Enfin, sur la frontière espagnole, un acteur a fait part d'obligations contractuelles de transit et a souligné qu'en l'absence de référence de prix *day-ahead* sur le marché espagnol, il lui était impossible de juger du différentiel de prix entre la France et l'Espagne.

La CRE considère que chacun de ces acteurs a fourni des justifications technico-économiques pour justifier la sous-utilisation des interconnexions. L'hypothèse d'un éventuel abus de marché est écartée sur la base des informations dont dispose la CRE à ce jour et sous réserve de vérifications plus approfondies qui pourront être menées, le cas échéant, à partir d'informations complémentaires ou en lien avec des régulateurs de marchés adjacents.

Conclusion

Les pics de prix sur le marché du gaz sont apparus dans un contexte de vague de froid en France et en Europe, avec des réductions de livraisons de gaz russe, des interruptions de capacités en sortie de l'Allemagne et des exportations très élevées vers l'Espagne et l'Italie. Les livraisons de GNL étaient par ailleurs relativement faibles. Cette tension entre offre et demande explique la formation de prix élevés sur les différents marchés *spots* européens.

Si une meilleure utilisation des capacités d'interconnexion avait été possible, elle aurait pu contribuer à réduire les écarts de prix constatés entre le marché français et les pays frontaliers. L'analyse du comportement individuel d'acteurs dans le contexte global de tension du système gazier n'a pas permis d'identifier un comportement qui n'ait pas trouvé de justification au regard des contraintes économiques et techniques.

Il paraît opportun qu'une réflexion soit engagée sur l'articulation entre décisions des Etats membres relatives à la sécurité d'approvisionnement, mécanismes de marché et gestion harmonisée au niveau européen d'épisodes de tension similaires à ceux survenus lors de la vague de froid de l'hiver 2012. Certains aspects du désign actuel des marchés du gaz européens seraient par ailleurs perfectibles afin d'améliorer le fonctionnement des marchés de gros. C'est le cas notamment de l'harmonisation au niveau européen de la définition du caractère interruptible ou ferme des capacités de part et d'autre des frontières.

³ Circulaire du 6 février 2012 diffusée par le Ministère de l'Industrie italien et destinée à tous les détenteurs de capacité aux points d'entrée sur le réseau italien

D'une façon générale, les aspects techniques précis de fonctionnement des réseaux de transport de gaz en Europe mis en avant dans le cadre de cette investigation peuvent trouver des réponses appropriées dans le cadre des travaux européens relatifs aux codes réseaux ou aux orientations cadres, sous l'égide de l'ACER.

Fait à Paris, le 26 juin 2012

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le président,

Philippe de LADOUCKETTE