

Consultation publique de la Commission de Régulation de l'Energie relative aux plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF

Réponses d'ENGIE

Date : 2 décembre 2016

En préambule, ENGIE regrette le très court délai donné aux acteurs du marché pour prendre connaissance de manière détaillée des plans de développement des transporteurs, et pour se prononcer sur leur contenu.

Question 1 : Les modalités actuelles de consultation du marché par les GRT vous donnent-elles satisfaction ?

ENGIE salue la démarche de coordination des GRT et GRD français pour produire un bilan prévisionnel commun. Les modalités de consultation du marché sur le projet de bilan sont satisfaisantes.

En revanche, ENGIE constate que la présentation des projets de plans de développement au marché dans le cadre de la Concertation Gaz n'intervient que très tardivement dans le processus, et ne permet que marginalement une intégration des questions et des remarques des acteurs du marché dans ces plans.

Enfin ENGIE regrette que le prochain TYNDP de l'ENTSOG se base sur les prévisions de consommation du précédent plan de développement des GRT français. ENGIE ne peut donc se prononcer sur la cohérence entre les différents plans, mais identifie une marge d'amélioration dans l'alignement des plannings.

Question 2 : Quelle est votre analyse concernant les prévisions de consommation présentées par les GRT dans le bilan prévisionnel pluriannuel et les plans à dix ans des GRT ?

ENGIE note le remarquable travail d'analyse mené par les GRT et GRD français dans le cadre de l'élaboration du bilan pluriannuel. Les trois scénarios et les deux variantes retenues sont pertinents et démontrent que l'évolution de la demande de gaz reste soumise à de nombreuses incertitudes, en particulier réglementaires. Les conclusions de ce bilan nous semblent à de nombreux égards plus réalistes que les hypothèses des précédents plans de développement.

ENGIE relève que l'incertitude sur la consommation de gaz pour la production d'électricité représente à elle seule environ 10% de la demande gazière sur l'horizon du plan de développement, mais que son impact sur le besoin de pointe – et donc sur les souscriptions de capacités – est limité.

Les conséquences de chacun des scénarios sur la demande de pointe sont en revanche peu développées (voire non abordées, dans le plan de TIGF) et mériteraient d'être approfondies, car elles sont déterminantes dans l'élaboration des trajectoires tarifaires.

Question 3 : Quelle est votre analyse des prévisions d'injection de gaz d'origine renouvelable présentées par les GRT dans leurs plans à dix ans ?

ENGIE partage l'analyse des GRD et GRT, qui considèrent que le développement de la production de gaz renouvelable et l'atteinte des objectifs de la LTECV dépendent fortement de la mise en place d'une fiscalité appropriée.

ENGIE aurait apprécié que les GRT donnent une prévision plus précise de la proportion de la production de gaz renouvelable qui sera injectée sur les réseaux de transport, rapportée à la production injectée sur les réseaux de distribution et à la production consommée sans transiter sur les réseaux.

Question 4 : Avez-vous des observations sur le niveau des capacités d'entrée et de sortie ?

ENGIE considère que les capacités d'entrée sur le réseau français sont largement suffisantes et diversifiées, au regard de la baisse tendancielle des consommations et de l'existence de capacités de stockage significatives. GRTgaz relève d'ailleurs que, même en considérant des flux de transit maximaux, les capacités cumulées d'entrée et de soutirage des stockages permettent de couvrir la demande de pointe foisonnée avec une marge de 10%.

ENGIE note qu'au-delà des capacités de sortie fermes, des capacités supplémentaires sont accessibles aux expéditeurs en rebours des flux principaux, augmentant encore la capacité d'exportation. Là encore, le niveau des capacités existantes semble suffisant au vu de l'utilisation constatée de ces points de sortie.

ENGIE souhaite que les GRT soient incités à maximiser le niveau de capacités commercialisées et disponibles, en entrée comme en sortie, plutôt qu'à développer de nouvelles capacités.

Question 5 : Avez-vous des remarques concernant les projets décidés par les GRT et déjà approuvés par la CRE ?

ENGIE souhaiterait que soient clarifiés le niveau de fermeté de la capacité créée en entrée Oltingue en 2018, et le lien évoqué par GRTgaz entre ces capacités et celles de Taisnières et Obergaillbach.

Question 6 : Avez-vous des observations sur les projets à l'étude ?

France-Espagne :

ENGIE partage l'avis de la CRE que les capacités d'interconnexion avec l'Espagne sont suffisantes. Le projet Midcat, dont le coût total indiqué par GRTgaz est de 3,1 Mds€, aurait des conséquences désastreuses sur les utilisateurs du réseau français et plus généralement sur le marché français du gaz.

Le projet STEP ne prévoit quant à lui que des capacités interruptibles. En pratique, ENGIE identifie que ces capacités seront effectivement interrompues dans les situations où il pourrait y avoir un intérêt du marché à les utiliser (le flux Sud-Nord envisagé dans un scénario de GNL abondant ne serait pas possible en cas d'émission du terminal de Fos ; a contrario le flux Sud-Nord envisagé en cas de pénurie de GNL ne serait pas possible sans émission du terminal de Fos). Par ailleurs, ENGIE ne souhaite pas que le projet STEP soit la première étape d'un projet nettement plus conséquent

consistant à affermir les capacités interruptibles, qui entraînerait une hausse tarifaire inutile et inacceptable pour les utilisateurs du réseau français.

Plutôt que de gaspiller des sommes considérables pour des investissements non demandés par le marché, ENGIE considère qu'il est possible de détourner des bateaux de Barcelone vers Fos ou vice-versa.

France-Allemagne :

ENGIE partage l'avis de la CRE et de GRTgaz que le développement de capacités fermes vers l'Allemagne ne pourrait être mis en œuvre que dans le cadre d'une allocation transfrontalière des coûts.

Conversion de la zone B :

ENGIE s'étonne que le plan de développement de GRTgaz ne donne pas plus d'éléments concrets sur le programme de conversion transmis à l'administration au titre du décret n°2016-348 du 23 mars 2016, ni sur le scénario de secours prévu par la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Il semble à ENGIE que l'information complète sur les investissements projetés au-delà de la phase pilote relève de ce plan décennal. En effet, le risque d'une baisse inattendue et rapide de la production de Groningue, identifié dans la loi de transition énergétique, pourrait conduire certains investissements initialement prévus après 2026 à se concrétiser dans la période du plan décennal. C'est pourquoi nous aurions souhaité une présentation complète du programme de conversion et de ses scénarios de secours, quitte à ce que ce programme indicatif soit revu ultérieurement à la lumière des résultats de la phase pilote.

ENGIE prend note de l'évolution prévue des capacités d'entrée et de conversion H vers B de pointe dans le cadre de ce programme. ENGIE remarque que la disparition soudaine de capacités en 2021 et 2025 et de la flexibilité qu'elles procurent augmente le risque spécifique de sécurité d'approvisionnement de la zone B, ce qui pourrait avoir des conséquences sur la gestion de la zone. ENGIE souhaiterait par ailleurs avoir la confirmation que l'évolution des capacités à Taisnières B est cohérente avec l'évolution des capacités de sortie Blarégnyes L de Fluxys.

ENGIE relève enfin la stabilité des capacités de conversion B vers H de GRTgaz à l'horizon 2025 mais souhaiterait une analyse détaillée des conditions d'interruptibilité de ces capacités sur la période du plan décennal et jusqu'à la fin du programme de conversion. Cette capacité restera en effet le seul outil de flexibilité de la zone une fois le stockage de Gournay converti.

ENGIE, qui contribue à l'équilibrage de la zone B, se tient à la disposition de la CRE dans le cadre de la conduite de l'analyse technico-économique du plan de conversion, de façon que cette analyse s'appuie sur une vision exhaustive de l'équilibre entre emplois et ressources, des paramètres techniques et économiques de la zone B.

Autres développements :

ENGIE est favorable au développement de l'injection de biométhane dans les réseaux. Cependant ENGIE s'interroge sur la pertinence de développer des installations permettant les flux rebours de biométhane, d'un coût unitaire estimé par GRTgaz à 3 M€. Ces investissements doivent être examinés dans le cadre d'une vision globale de l'économie de ces projets d'injection.

Question 7 : Avez-vous d'autres remarques en ce qui concerne les plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF ?
--

Au vu du plan décennal de GRTgaz, ENGIE constate que le projet ERIDAN n'est nécessaire que dans le cadre de projets très hypothétiques de développement de capacités. ENGIE demande donc à la CRE d'acter que ce projet n'a plus de raison d'être et de demander son retrait de la liste des PCI.

GRTgaz présente le taux d'utilisation des capacités en page 25 de son plan décennal, et conclut que « quasiment tous les points d'interconnexion réseau (PIR) ont été utilisés au moins une fois à leur capacité technique effective » en 2015. Si cette information est intéressante, il serait plus juste de se référer au taux d'utilisation maximal de la capacité technique, pour tenir compte du fait que dans certaines occurrences le taux d'utilisation maximal des capacités survient dans des périodes où cette capacité est réduite. Cette donnée, disponible sous forme graphique en pages 82 à 84 du plan décennal, serait plus représentative du besoin maximal constaté des expéditeurs.