

**Réponse de Storengy à la consultation publique  
de la Commission de Régulation de l'Energie du 18 novembre 2016  
relative aux plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF**

Remarque principale :

A l'occasion de cette consultation publique, Storengy souhaite apporter un éclairage complémentaire sur le bilan prévisionnel de couverture de la pointe journalière hivernale P2 que proposent conjointement les opérateurs de réseau dans le plan décennal de GRTgaz.

En comparant d'une part les capacités nominales disponibles en entrée du réseau et en stockage souscrits, à, d'autre part, la consommation gazière lors d'une pointe de froid P2 (3 jours de froids consécutifs tels qu'il s'en produit une fois tous les 50 ans), les opérateurs GRTgaz et TIGF effectuent un bilan en capacités conduisant à montrer un excédent de capacités.

- (1) **Il convient de souligner qu'il s'agit d'un bilan théorique, en capacités disponibles, qui n'est pas représentatif de la réalité physique du système gazier** (niveau effectif des approvisionnements aux points d'entrée du réseau, qu'il s'agisse de l'approvisionnement en GNL des terminaux méthaniers ou en gaz gazeux aux points de frontières terrestres du réseau).
- (2) Dans le cadre d'une approche physique du système, avec des niveaux réalistes d'utilisation des infrastructures d'importations, la vision de Storengy est qu'il y a **un déficit de gaz à la pointe P2 de l'ordre de 500 GWh/j, pour l'hiver 2016-17.**

Cette situation de déficit potentiel prévisionnel s'explique notamment parce que les capacités de stockage, seuls outils à même de garantir la présence du gaz en cas de crise sur les approvisionnements, ne sont que partiellement souscrites sur les dernières campagnes de commercialisation.

- (3) La solution à ce déficit de couverture ne réside donc pas dans l'augmentation des capacités d'interconnexion, comme le montre le bilan excédentaire en capacités des opérateurs de transport, mais dans la mise en place des conditions nécessaires à un meilleur remplissage des stockages.

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

Pas de réponse de Storengy.

**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 ?**

Les scénarios prévisionnels des GRT proposent des scénarios contrastés couvrant une plage de variation large (+/- 90 TWh en 2025 entre les scénarios haut et bas). Cette plage de variation pourrait être plus large encore, en particulier sur le segment du gaz pour la production électrique centralisée, comme en témoigne les retournements observés sur quelques années (18 TWh consommés en 2012, 8 TWh en 2014, 40 TWh en 2016).

L'analyse de GRTgaz met en avant la volatilité de la consommation de gaz pour la production électrique et l'incertitude forte qui entoure son évolution future. De ce point de vue, **les scénarios reproduits par la CRE dans sa consultation apparaissent prudents en limitant la consommation de ce segment d'ici 2035 à un niveau qui est au mieux proche du niveau de 2016.**

Segment	Consommation 2015	Scenario A	Scenario B	Scenario C
Prod. Elec.	47,0	23,5	44,1	11,1

Dans sa partie d'analyse, le plan décennal de GRTgaz montre d'ailleurs clairement comment, ce segment, sans augmentation de la taille du parc de centrales thermiques gaz, pourrait générer des niveaux de consommation de gaz sensiblement supérieur pouvant atteindre jusqu'à 85 TWh annuels. Ces actifs de production électrique ont un impact fort sur la consommation à la pointe journalière. Les centrales sont en effet susceptibles d'être appelées par le réseau électrique lors des périodes de froid intense, alors même que les infrastructures gazières sont déjà fortement sollicitées. **Storengy souhaite rappeler le rôle essentiel des stockages pour assurer à moyen et long terme les volumes et débits nécessaires à la fourniture de ces sites dont la consommation en gaz est très fortement modulée.**

**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 ?**

Pas de réponse de Storengy.

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

Les capacités indiquées par GRTgaz en page 23 de son plan décennal, et reprises dans le document de consultation de la CRE en page 13, conduisent Storengy à formuler une question sur le niveau 2016 des capacités de sortie vers la Suisse, qui apparaissent limitées à 223 GWh/j (Oltingue). Ce niveau ne semble pas cohérent avec les niveaux observés lors de la vague de froid de février 2012 (**276 GWh/j** le 07/02/2012), ni avec les hypothèses retenues par la DGEC dans sa consultation publique de Mars 2015 portant sur l'évolution de l'ATS et des obligations de stockage (les flux à l'exportation depuis la France aux points Oltingue (225 GWh/j), Jura<sup>1</sup> et Savoie (pour 45 GWh/j), et

<sup>1</sup> PIR Jura, par ailleurs, mentionné en page 80 du plan décennal de GRTgaz, sans être repris dans la cartographie des entrées/sorties

Schönenbuch (17 GWh/j), aboutissant à un potentiel d'exportation vers la Suisse de l'ordre de 285 GWh/j).

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

Pas de réponse de Storengy

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

**1) Capacités d'interconnexion supplémentaires avec l'Espagne (MidCat et STEP)**

Storengy partage l'analyse de la CRE et considère que les besoins du marché ne nécessitent pas d'augmenter les capacités d'interconnexion avec l'Espagne. Les capacités existantes sont largement sous-utilisées : elles ne sont pas souscrites dans leur totalité dans les deux sens, et on observe en particulier sous-utilisation chronique de la capacité souscrite dans le sens Espagne > France.

Compte tenu de l'absence de bénéfices identifiés et du manque flagrant de besoins avérés, Storengy n'est pas favorable à ces projets, dans leur version extensive (MidCat), tout comme dans leur version partielle (STEP), car ils viendraient in fine dégrader la compétitivité du gaz naturel.

**2) Conversion de la zone B**

Dans le plan de conversion que GRTgaz et les opérateurs d'infrastructures adjacentes ont soumis aux ministres chargés de l'énergie, de la sécurité industrielle et de l'économie, il est clairement mis en évidence le rôle crucial du stockage de Gournay dans le déroulement de la conversion. Seule source de modulation pour la zone B en dehors du PIR de Taisnières B, ce stockage devra assurer la modulation saisonnière de la zone durant une large partie de sa conversion jusqu'au milieu de la prochaine décennie, avant d'être converti à son tour.

Cette opération de conversion générera des coûts directs pour l'opérateur de stockage. L'opérateur subira également des coûts indirects liés à la recherche d'un optimum global conduisant à positionner la conversion du stockage en milieu de période (dégradation potentielle des performances de son actif de stockage consécutives à un sous-remplissage du réservoir aquifère).

De la même façon que, pour les opérateurs de réseaux, les coûts générés par la conversion seront couverts par les tarifs ATRT et ATRD, Storengy souhaite qu'un mécanisme de compensation soit mis en place pour les coûts directs et indirects qui l'affecteront.

**3) Renforcement compression Lussagnet (TIGF) 2019**

Dans son programme prospectif de développement à 10 ans du réseau de transport, TIGF mentionne en page 17, le renforcement de la station de compression AGU à Lussagnet avec un quatrième compresseur. Cet investissement, non-décidé, est indiqué pour 2019.

La justification du besoin de cet investissement de compression, situé sur un site de stockage, est relativement succincte et elle gagnerait à être précisée pour mieux en éclairer les enjeux et l'utilité.

**4) Odorisation décentralisée et rebours vers l'Allemagne**

Dans son analyse, la Commission de régulation de l'énergie considère que le projet de capacités de sortie vers l'Allemagne ne présente pas de bénéfice pour la sécurité d'approvisionnement de la France, et que sa mise en œuvre n'est envisageable que dans le cadre d'une allocation transfrontalière de coûts. Storengy souscrit à cette analyse de la CRE et observe que ce projet est conditionné à une évolution des pratiques d'odorisation, concrètement la mise en place d'une odorisation décentralisée. Dès lors, Storengy souhaite souligner que :

- l'odorisation centralisée est une solution qui réclame de très lourds investissements, sans aucun bénéfice pour le consommateur français ;
- techniquement, la désodorisation d'un stockage en milieu poreux peut être très longue (plusieurs années) ;
- la désodorisation des stockages entraînerait des coûts supplémentaires pour les opérateurs de stockage, coûts qui devraient être intégrés dans l'économie globale du projet envisagé.

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

Storengy souhaite apporter un éclairage complémentaire à propos de l'analyse de la couverture de la pointe journalière en hiver (pointe P2) que réalisent les opérateurs de réseaux en page 51 du plan décennal de GRTgaz.

Dans son analyse prévisionnelle, GRTgaz, avec une analyse conjointe et intégrée de TIGF, propose un bilan à la pointe en capacités, comparant la consommation gazière lors d'une pointe de froid P2 (3 jours de froids consécutifs tels qu'il s'en produit une fois tous les 50 ans) aux capacités nominales disponibles en entrée du réseau et en stockage souscrits. Cet exercice conduit les opérateurs de réseaux à présenter un bilan en capacités, excédentaire pour la pointe d'environ 500 GWh/j.

**Il convient de souligner qu'il s'agit d'un bilan théorique, en capacités disponibles, qui n'est pas représentatif de la réalité physique du système gazier** (niveau effectif des approvisionnements aux points d'entrée du réseau, qu'il s'agisse de l'approvisionnement en GNL des terminaux méthaniers ou en gaz gazeux aux points de frontières terrestres du réseau).

L'étude des flux aux bornes du réseau sur les hivers passés, permet de déterminer des hypothèses réalistes de taux d'utilisation des infrastructures d'approvisionnements lors des périodes de froid hivernal intense. Sur la base de données similaires à celles retenues par les opérateurs de transport, mais en tenant compte des hypothèses d'utilisation effective des capacités, Storengy a réalisé un bilan prévisionnel pour l'hiver 2016-2017 susceptible d'être projeté sur la période moyen terme. Cet exercice conduit à proposer un scénario réaliste d'approvisionnement à la pointe de froid. Il met en évidence **un déficit de gaz à la pointe P2 de l'ordre de 500 GWh/j**.

Cette situation de déficit potentiel prévisionnel s'explique notamment parce que les capacités de stockage, seuls outils à même de garantir la présence du gaz en cas de crise sur les approvisionnements, ne sont que partiellement souscrites sur les dernières campagnes de commercialisation. La solution à ce déficit de couverture ne réside donc pas dans l'augmentation des capacités d'interconnexion, comme le montre le bilan en capacités des opérateurs de transport, mais dans la mise en place des conditions nécessaires à un meilleur remplissage des stockages.

Par ailleurs, Storengy souhaite souligner que les règles climatiques d'attribution de la capacité de transport, actuellement en vigueur, contribuent également à la désoptimisation du système gazier. Elles limitent en effet l'utilisation des stockages souscrits même dans des cas de non saturation des points contractuels transport (Liaison Nord-Sud).