

Le 14 novembre 2014

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie relative aux plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF

L'article L.431-6 du code de l'énergie transposant l'article 22 de la directive 2009/73¹, impose aux gestionnaires de réseaux de transport (GRT) l'élaboration, après consultation des parties intéressées, d'un plan décennal de développement de leur réseau.

Ce plan est soumis chaque année à l'examen de la CRE afin que celle-ci puisse s'assurer, d'une part, de la couverture de tous les besoins en matière d'investissements et, d'autre part, de la cohérence du plan soumis avec le plan de développement à dix ans de l'ENTSOG. Le plan de développement de l'ENTSOG 2013-2022 a été publié en juillet 2013, après une consultation des acteurs durant le 1^{er} semestre 2013. L'ACER a rendu un avis en septembre 2013.

Conformément à la délibération de la CRE du 19 décembre 2013², GRTgaz et TIGF ont présenté leurs plans décennaux de développement dans le cadre de la Concertation Gaz le 23 octobre 2014.

En application du I de l'article L.431-6 précité, la CRE est tenue de consulter les utilisateurs du réseau.

La CRE invite les parties intéressées à lui adresser leur contribution au plus tard le 28 novembre 2014.

¹ Directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE

² Délibérations du 19 décembre 2013 relative à l'examen du plan décennal de développement et portant décision d'approbation du programme d'investissements pour l'année 2014 de GRTgaz ([cliquez ici](#)) et de TIGF ([cliquez ici](#))

1. CONTEXTE	3
1.1. CADRE JURIDIQUE.....	3
1.2. PLAN DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX DE L'ENTSOG SUR LA PERIODE 2013-2022	3
1.3. MODALITES DE CONSULTATION DU MARCHE PAR LES GRT	4
2. HYPOTHESES D'EVOLUTION DE LA CONSOMMATION DE GAZ NATUREL EN FRANCE A L'HORIZON DES PLANS A 10 ANS DES GRT	5
3. HYPOTHESES D'EVOLUTION DE LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL EN FRANCE A L'HORIZON DES PLANS A 10 ANS DES GRT	6
4. ETAT DE L'OFFRE DE CAPACITES DE TRANSPORT SUR LE RESEAU FRANÇAIS EN 2014	7
4.1. LES DEVELOPPEMENTS RECENTS DES RESEAUX	7
4.2. EVOLUTION DE L'OFFRE DE CAPACITES A L'INTERCONNEXION FRANCE-ALLEMAGNE.....	8
5. LES BESOINS DE DEVELOPPEMENT IDENTIFIES PAR LES GRT DANS LES PLANS A 10 ANS	8
5.1. LES INVESTISSEMENTS LIES A LA CREATION D'UN MARCHE UNIQUE DU GAZ EN FRANCE.....	8
5.1.1. <i>Rappel des congestions identifiées par l'ENTSOG sur les réseaux des GRT français</i> .8	
5.1.2. <i>Le schéma d'investissement retenu par la CRE</i>	8
5.1.3. <i>Analyse préliminaire de la CRE</i>	9
5.2. LES PROJETS DONT LA MISE EN SERVICE EST PREVUE EN 2015	10
5.2.1. <i>Le raccordement du terminal de Dunkerque et l'Arc de Dierrey</i>	10
5.2.2. <i>Le développement de capacités physiques de sortie de la France vers la Belgique (Alveringem)</i>	10
5.2.3. <i>L'augmentation des capacités à Biriadou</i>	10
5.3. LES PROJETS DE DEVELOPPEMENT DE CAPACITES A L'ETUDE.....	11
5.3.1. <i>Création de capacités d'entrée en France depuis la Suisse et l'Italie à Oltingue</i>	11
5.3.2. <i>Analyse préliminaire de la CRE</i>	11
5.3.3. <i>Création de capacités fermes de sortie de la France vers l'Allemagne</i>	11
5.3.4. <i>Création de nouvelles capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne</i>	12
5.4. LES PROJETS RELATIFS AUX INFRASTRUCTURES ADJACENTES	12
5.4.1. <i>Le développement des terminaux méthaniers</i>	12
5.4.2. <i>Le développement des sites de stockage de gaz naturel</i>	12
6. SYNTHESE DES ANALYSES DE LA CRE	13
7. SYNTHESE DES QUESTIONS	14
8. ANNEXES.....	15

1. Contexte

1.1. Cadre juridique

Le règlement (CE) n°715/2009³ prévoit, dans son article 8 §3-b, que le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour le gaz (REGRT⁴) adopte tous les deux ans un plan décennal non contraignant de développement des réseaux européens (ci-après « *plan de développement des réseaux de l'ENTSOG* »), après avoir mené une consultation ouverte et transparente auprès de l'ensemble des acteurs de marché. L'Agence de coopération des régulateurs européens (ACER) émet un avis sur ce plan et surveille sa mise en œuvre.

L'article L. 431-6, I du code de l'énergie prévoit que les GRT élaborent, après consultation des parties intéressées, un plan décennal de développement de leur réseau (ci-après « *plan à 10 ans* ») fondé sur :

- l'offre et la demande de gaz existantes ;
- les prévisions raisonnables à moyen terme de développement des infrastructures gazières ;
- les prévisions raisonnables à moyen terme de consommation de gaz ;
- les prévisions raisonnables à moyen terme des échanges internationaux.

Par ailleurs, le plan à 10 ans doit tenir compte des hypothèses et des besoins identifiés dans le rapport relatif à la planification des investissements dans le secteur du gaz élaboré par le ministre en charge de l'énergie.

Ce plan doit indiquer aux acteurs de marché les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou mises à niveau durant les dix prochaines années, lister les projets d'investissement déjà décidés, identifier les nouveaux investissements à réaliser dans les trois ans et fournir un calendrier prévisionnel pour tous les projets d'investissement.

Le plan à 10 ans est soumis chaque année à l'examen de la CRE afin que celle-ci puisse s'assurer, d'une part, de la couverture de tous les besoins en matière d'investissements et, d'autre part, de la cohérence du plan soumis avec le plan de développement des réseaux de l'ENTSOG. En cas de doute sur ce dernier point, la CRE a la possibilité de consulter l'ACER.

La CRE peut, si elle considère que ces exigences ne sont pas satisfaites, imposer aux GRT de modifier leur plan à 10 ans.

1.2. Plan de développement des réseaux de l'ENTSOG sur la période 2013-2022

Le plan de développement des réseaux de l'ENTSOG est notamment fondé sur les données transmises par les GRT et les porteurs de projets.

Les projets d'infrastructures sont analysés à la lumière des prévisions d'évolution de la consommation et de la production de gaz au niveau européen afin d'en évaluer la pertinence. Ce plan présente également une modélisation du réseau européen ainsi qu'une analyse de la capacité du système à faire face à des crises d'approvisionnement.

Le plan de développement des réseaux de l'ENTSOG relatif à la période 2013-2022⁵ a été publié le 21 février 2013 et soumis à une consultation publique jusqu'au 21 mai 2013. La

³ Règlement n°715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et abrogeant le règlement (CE) n°1775/2005

⁴ ou ENTSOG (European network of Transmission system Operators in gas)

⁵ Plan de développement de l'ENTSOG relatif à la période 2013-2022 ([cliquez ici](#))

version finale du plan a été publiée et soumise à l'ACER le 10 juillet 2013. L'ACER a publié son avis le 10 septembre 2013⁶. Le prochain plan de développement des réseaux de l'ENTSOG sera soumis à consultation au 1^{er} trimestre 2015, pour adoption à l'été 2015.

1.3. Modalités de consultation du marché par les GRT

En application de l'article L.431-6 du code de l'énergie, les GRT ont l'obligation de consulter les parties intéressées dans le cadre de l'élaboration de leur plan à 10 ans. Les GRT s'appuient sur plusieurs dispositifs afin de recueillir l'information auprès des acteurs du marché :

- la Concertation Gaz mise en place pour le marché français depuis 2008 ;
- les travaux menés dans le cadre des plans d'investissement régionaux et des initiatives régionales Nord-Ouest et Sud pilotées par les régulateurs européens ;
- les travaux menés sous l'égide de l'ENTSOG dans le cadre de l'élaboration des plans décennaux de développement des réseaux européens ;
- des rencontres bilatérales, notamment avec les opérateurs d'infrastructures adjacentes ;
- les appels au marché (*open seasons*) destinés à recueillir des engagements de souscription sur une durée d'au moins dix ans de la part des expéditeurs intéressés par des capacités nouvelles au niveau des PIR (points d'interconnexion réseau).

Ces dispositifs permettent de détecter l'émergence de nouveaux besoins, en complément des études de réseaux et des demandes des porteurs de projets (clients industriels, gestionnaires des autres infrastructures de gaz).

La CRE, dans sa délibération du 19 décembre 2013 précitée, a demandé aux GRT de présenter leurs projets de plans à 10 ans dans le cadre de la Concertation Gaz. Ce sujet a fait l'objet d'une réunion du groupe de travail de la Concertation le 23 octobre 2014. Le compte-rendu de cette réunion est annexé à la présente consultation.

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

⁶ Avis de l'ACER ([cliquez ici](#))

2. Hypothèses d'évolution de la consommation de gaz naturel en France à l'horizon des plans à 10 ans des GRT

TWh/an ⁷	2014	2015	2023	TCAM PDD 2014- 2023	TCAM PDD 2013- 2022	TCAM PDD 2012-2021
GRTgaz	443	441	457	+0,4%	+0,2%	+0,9%
Secteur résidentiel	226	225	207	-1,0%	-1,1%	-0,9%
Production d'électricité	41	42	81	+7,8%	+7,0%	+6,7%
Industriels	172	171	165	-0,4%	-0,9%	+0,7%
Consommation de GRTgaz	3,7	3,7	4,2	1,4%	-0,4%	+0,1%
TIGF	31	31	31	0%	+1,1%	+2,0%
Secteur résidentiel	26 à 27	26 à 27	26 à 27			
Industriels	5	5	5			
Total France	474	472	488			

GRTgaz

GRTgaz présente, pour l'année 2013, une consommation corrigée du climat de 446 TWh, en baisse de 3 % par rapport au niveau estimé à 460 TWh présenté dans son précédent plan à 10 ans. Pour les années 2014-2023, les prévisions varient peu par rapport au précédent plan : GRTgaz présente une consommation globale en faible hausse, à 0,4 % par an en moyenne, contre un taux de 0,2 % dans son précédent plan.

- Baisse de la consommation dans le secteur résidentiel et tertiaire

GRTgaz prévoit une diminution de la consommation dans ce secteur, avec une évolution de 226 TWh en 2014 à 207 TWh en 2023, soit une baisse annuelle moyenne de -1,0%.

- Reprise attendue de la production d'électricité à partir de 2018

La production d'électricité à partir de gaz a fortement diminué entre 2012 et 2013. En conséquence, la consommation liée à ce secteur est passée de 50 TWh à 43 TWh. Selon GRTgaz, cette tendance devrait se poursuivre jusqu'à 2015. Toutefois, en ce qui concerne la seconde partie de la période couverte par le plan à 10 ans, GRTgaz prévoit une augmentation de la consommation pour atteindre 81 TWh en 2023.

GRTgaz prévoit notamment la mise en service de deux nouvelles CCCG, Bouchain après 2016 et Landivisiau à partir de janvier 2018. Par rapport au précédent plan de GRTgaz, la mise en service de ces projets a été décalée d'une année.

⁷ Estimations corrigées du climat

La reprise de la consommation du secteur électrique après 2018 est justifiée, selon GRTgaz, par la limitation du fonctionnement des centrales à fuel et charbon à compter de 2017, ainsi que par le développement des énergies renouvelables intermittentes, qui devraient conduire à davantage faire appel aux moyens de production à partir de gaz. Ceux-ci devraient par ailleurs voir leur rentabilité accrue par l'entrée en vigueur du marché de capacités.

- Moindre baisse de la consommation du secteur industriel

En ce qui concerne le secteur industriel, les prévisions de consommation pour 2015 sont en hausse de 6 % (9 TWh) par rapport aux estimations publiées dans le plan 2013-2022. GRTgaz continue cependant de prévoir une consommation du secteur orientée à la baisse, passant de 172 TWh en 2014 à 165 TWh en 2023.

TIGF

L'évolution de la consommation du secteur résidentiel présentée par TIGF n'a pas varié par rapport à celle présentée dans son précédent plan. En ce qui concerne la production d'électricité, aucun raccordement n'est prévu sur la zone, contrairement à ce qui était présenté en 2013.

Evolution générale de la consommation de pointe

GRTgaz prévoit une baisse de la pointe de consommation de 0,4 % par an en moyenne, entre 2014 et 2023. TIGF ne présente pas de prévision sur la consommation de pointe dans sa zone.

GRTgaz prévoit une diminution des besoins de pointe à l'horizon 2023, qui s'explique notamment par la baisse prononcée de la consommation des clients raccordés aux réseaux de distribution de gaz.

Question 2 : Avez-vous des remarques sur les prévisions de consommation de GRTgaz et TIGF à l'horizon des plans à 10 ans ?

3. Hypothèses d'évolution de la production de gaz naturel en France à l'horizon des plans à 10 ans des GRT

GRTgaz

GRTgaz cite une estimation de l'ADEME de 3 à 8 TWh de biométhane injectés dans les réseaux de transport français à l'horizon 2030, mais ne fournit pas d'estimation à l'horizon du plan à dix ans dans les zones couvertes par son réseau.

Les estimations de production relatives aux autres producteurs de gaz naturel raccordés aux réseaux de transport ne sont pas précisées.

TIGF

TIGF prévoit plusieurs projets de raccordements liés au développement du biométhane, avec une production estimée d'environ 800 MWh/j en 2018.

Analyse préliminaire la CRE

La CRE estime que les données, fournies par les GRT, relatives à la production de gaz sont insuffisantes alors que celle-ci pourrait avoir une influence sur les besoins en investissement.

Les GRT devraient publier des analyses plus détaillées sur l'évolution de la production de gaz naturel et de biométhane, ainsi que les conséquences éventuelles sur le développement de leurs réseaux.

4. Etat de l'offre de capacités de transport sur le réseau français en 2014

4.1. Les développements récents des réseaux

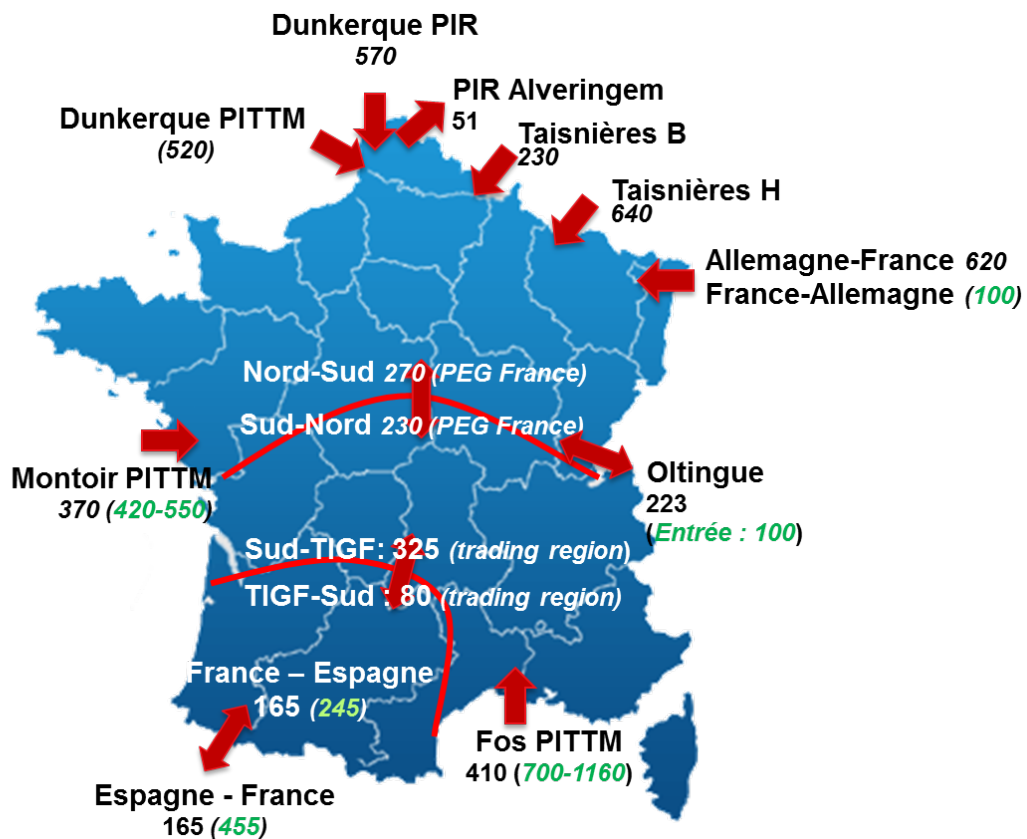
En 2013 ont été mises en service des capacités décidées dans le cadre d'*open seasons* passées :

- les capacités proposées à l'interconnexion France-Espagne sont passées de 100 GWh/j en sortie et 30 GWh/j en entrée à 165 GWh/j dans les deux sens au 1^{er} avril 2013 ;
- au PIR Taisnières H, la capacité de transport a été portée de 590 GWh/j à 640 GWh/j en octobre 2013.

Au total, les capacités fermes d'entrée en France s'élèvent à 3 005 GWh/j et sont réparties entre capacités d'entrée depuis des réseaux adjacents des points d'interconnexion réseau terrestres et sous-marins (2 225 GWh/j) et des capacités d'entrée depuis des terminaux méthaniers (780 GWh/j).

Les capacités fermes de sortie de la France (hors stockage et consommation nationale) s'élèvent à 388 GWh/j.

Etat des lieux de l'offre de capacités en France en 2014 et à l'horizon du plan (**projets non décidés**)



Sources : GRTgaz, TIGF

4.2. Evolution de l'offre de capacités à l'interconnexion France-Allemagne

Le point d'interconnexion d'Obergailbach/Medelsheim relie la zone de marché Net Connect Germany (NCG) à la zone Nord de GRTgaz. Côté allemand, deux GRT sont présents : Open Grid Europe (OGE) et GRTgaz Deutschland. Ce point d'interconnexion représente près de 20% des capacités d'entrée sur le réseau français, il constitue notamment la voie par laquelle arrivent les importations en provenance de Russie.

En 2013, OGE et GRTgaz Deutschland ont réduit les capacités de sortie fermes à Medelsheim, conduisant celles-ci à être inférieures de 40 GWh/j environ aux capacités d'entrée fermes à Obergailbach. En octobre 2014, OGE a annoncé que 4,5 GWh/j supplémentaires seraient enlevés à Medelsheim pour un an. De nouvelles réaffectations de capacité sont envisagées par les GRT allemands, à long terme cette fois, si les capacités annuelles proposées aux enchères de mars 2015 restaient invendues.

La CRE considère que cette pratique pourrait fragiliser la sécurité d'approvisionnement de la France et dégrader l'intégration entre les marchés allemand et français. La création en 2018 d'une place de marché unique en France pourra conduire à solliciter plus fortement les points d'entrée du nord du territoire. Dans cette perspective, les réallocations de long terme pourraient alors entraîner une hausse des prix du gaz en France et dans la péninsule ibérique.

La CRE a sollicité la Bundesnetzagentur pour travailler à l'amélioration de la coordination transfrontalière par une coopération renforcée entre les gestionnaires de réseau concernés et une meilleure information des acteurs de marché.

5. Les besoins de développement identifiés par les GRT dans les plans à 10 ans

5.1. Les investissements liés à la création d'un marché unique du gaz en France

5.1.1. *Rappel des congestions identifiées par l'ENTSOG sur les réseaux des GRT français*

La modélisation du réseau européen par l'ENTSOG a confirmé que la péninsule ibérique et les zones GRTgaz Sud et TIGF restaient fortement dépendantes des approvisionnements en GNL en raison de capacités d'interconnexion limitées avec le nord-ouest de l'Europe, en particulier du fait de la limitation physique représentée par la liaison Nord-Sud. Dans l'hypothèse d'une saturation de la liaison Nord-Sud, les zones de marché du sud de la France et la péninsule ibérique pourraient être déconnectées des marchés du nord-ouest de l'Europe.

5.1.2. *Le schéma d'investissement retenu par la CRE*

Les congestions identifiées par l'ENTSOG ont déjà fait l'objet d'études approfondies en concertation avec les GRT français et l'ensemble des acteurs de marché.

La CRE a retenu, dans sa délibération du 7 mai 2014⁸, le schéma associant les projets Val de Saône, sur le réseau de GRTgaz, et Gascogne-Midi, sur les réseaux de GRTgaz et TIGF. Dans sa délibération du 30 octobre 2014⁹, elle a fixé les budgets cible de ces projets (respectivement 650 M€ et 151 M€) et déterminé les paramètres de régulation incitative qui leur sont applicables.

Le projet Val de Saône figure parmi la liste des Projets d'Intérêt Commun (PIC) annexée au règlement européen délégué n°1391/2013 du 14 Octobre 2013¹⁰ (projet n°5-7), confirmant son importance pour l'intégration des marchés en Europe, ce qui lui ouvre l'accès potentiel aux mécanismes de soutien prévus par le règlement n°347/2013¹¹. Ainsi Val de Saône a fait l'objet d'une demande de répartition transfrontalière des coûts entre la France et l'Espagne au titre des bénéfices induits pour ces Etats membres, et GRTgaz a déposé un dossier de demande de subvention européenne. A la lumière des résultats de l'étude coûts-bénéfices relative au projet Val de Saône effectuée par le cabinet Pöyry, la CRE et la CNMC¹², ont décidé conjointement que, dans la mesure où la France tire un bénéfice net positif du projet, l'ensemble des coûts pourraient être affectés à la France¹³.

Cette décision ouvrait la possibilité de solliciter une aide financière de l'Union européenne au titre de l'article 14 du règlement n°347/2013, pour autant le projet Val de Saône n'a pas été retenu par la Commission européenne à l'issue du premier appel à candidatures le 29 octobre 2014, en dépit de son importance pour la décongestion du corridor nord-sud à l'ouest de l'UE.

Au vu de ces éléments, GRTgaz étudie les modalités de réalisation des ouvrages, tout en poursuivant les études nécessaires à la mise en service des investissements identifiés pour la création d'une zone unique en France en 2018.

En ce qui concerne le projet Gascogne-Midi sur le réseau de TIGF, l'opérateur a annoncé, lors de la réunion de la Concertation gaz du 23 octobre 2014, avoir pris sa décision finale d'investissements au début du mois.

Par ailleurs, TIGF a indiqué son intention de présenter le projet Gascogne-Midi dans le cadre de l'établissement de la seconde liste des PIC, dont la publication est attendue avant la fin de l'année 2015.

5.1.3. Analyse préliminaire de la CRE

En ce qui concerne le projet Gascogne-Midi, la CRE constate que TIGF a pris sa décision finale d'investissement conformément au programme d'investissements approuvé par la CRE le 16 juillet 2014¹⁴.

⁸ Délibération de la CRE du 7 mai 2014 portant orientations relatives à la création d'une place de marché unique en France en 2018

⁹ Délibération de la CRE du 30 octobre 2014 portant décision relative au mécanisme de régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne Midi

¹⁰ Règlement délégué (UE) n°1391/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 modifiant le règlement (UE) n°347/2013 du Parlement européen et du Conseil concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union

¹¹ Règlement (UE) n°347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, et abrogeant la décision n°1364/2006/CE et modifiant les règlements (CE) n°713/2009, (CE) n°714/2009 et (CE) n°715/2009

¹² Régulateur de l'énergie espagnol - *Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia*

¹³ Cette décision est conforme à la recommandation de l'Acer ([cliquez ici](#))

¹⁴ Délibération de la CRE du 16 juillet 2014 relative au bilan d'exécution du programme d'investissements 2013 de TIGF

En ce qui concerne le projet Val de Saône, la CRE souligne l'importance de sa réalisation pour la France et, plus largement, pour l'Europe. Elle rappelle qu'il est indispensable au développement du corridor Nord-Sud de l'ouest de l'Europe, en permettant notamment à la péninsule ibérique d'être connectée directement à un marché liquide dont les prix seront fortement liés aux prix de marché nord-ouest européen.

Pour autant, en dépit des bénéfices apportés par Val de Saône et Gascogne-Midi, ces projets entraîneront une augmentation des tarifs de transport dans un contexte d'incertitude sur l'évolution de la demande de gaz. Ainsi, la CRE estime que la dimension transfrontalière du projet de création d'une zone de marché unique en France doit être clairement reconnue lors du traitement des demandes de subvention par la Commission européenne.

5.2. Les projets dont la mise en service est prévue en 2015

5.2.1. Le raccordement du terminal de Dunkerque et l'Arc de Dierrey

La mise en service du projet de l'Arc de Dierrey¹⁵, approuvé par la CRE dans sa délibération du 22 décembre 2011¹⁶, est prévue en deux temps, en 2015 et 2016. GRTgaz confirme que la première phase du projet permettra le raccordement du terminal de Dunkerque au réseau de transport dès sa mise en service, prévue fin 2015. Le projet de l'Arc de Dierrey contribuera à la décongestion de la liaison Nord-Sud et à l'augmentation des capacités d'entrée à Taisnières.

5.2.2. Le développement de capacités physiques de sortie de la France vers la Belgique (Alveringem)¹⁷

La construction du terminal méthanier de Dunkerque offre la possibilité d'exporter physiquement du gaz non odorisé vers la Belgique par la création d'un nouveau point d'interconnexion avec la Belgique à Veurne. GRTgaz a lancé en mai 2010, en coopération avec Fluxys, une *open season* pour la création de capacité ferme permettant d'acheminer du gaz non odorisé de la France vers la Belgique. La phase engageante de l'*open season* a donné lieu à une décision d'investissement favorable en 2012. La capacité ferme développée s'élève à 270 GWh/j et sera mise en service fin 2015. Elle est répartie entre une capacité directe vers la Belgique depuis le terminal de Dunkerque commercialisée par Fluxys et une capacité d'interconnexion entre le PEG Nord et le marché belge commercialisée de façon coordonnée par GRTgaz et Fluxys.

5.2.3. L'augmentation des capacités à Biriato

La demande exprimée lors de la seconde *open season* lancée dans le cadre de l'Initiative régionale Sud a été suffisante pour renforcer le PIR Biriato en portant sa capacité à 60 GWh/j dans le sens Espagne vers France en décembre 2015. Le plan de TIGF est conforme aux résultats de cette *open season*. 60 GWh/j de capacités interruptibles dans le sens France vers Espagne seront également créés.

¹⁵ Ce projet est inscrit sur la liste des « Projets d'Intérêt Commun » (PIC) adoptée par la Commission européenne le 14 octobre 2013

¹⁶ Délibération de la CRE du 22 décembre 2011 portant décision sur les conditions de raccordement du terminal méthanier de Dunkerque au réseau de GRTgaz

¹⁷ Retenu comme PIC

5.3. Les projets de développement de capacités à l'étude

5.3.1. Création de capacités d'entrée en France depuis la Suisse et l'Italie à Oltingue

La création de capacités d'entrée en France depuis la Suisse et l'Italie est envisagée depuis plusieurs années, l'*open season* menée conjointement par GRTgaz et FluxSwiss en 2012 n'avait toutefois pas permis de valider les investissements visant à créer de nouvelles capacités d'entrée fermes.

Pour autant, la création de capacités rebours à Oltingue conserve tout son intérêt. Elle permettrait notamment d'accéder à de nouvelles sources de gaz par l'intermédiaire du marché italien, notamment dans la perspective de la construction du gazoduc trans-adriatique (TAP) permettant d'acheminer du gaz en provenance d'Azerbaïdjan à l'horizon 2019-2020.

Par conséquent, GRTgaz propose de créer 100 GWh/j de capacités d'entrée en France depuis la Suisse, pour un coût total estimé à 12 M€. Les investissements nécessaires à l'affermissement de ces capacités, présentés lors de l'*open season* de 2012, ne sont plus envisagés, c'est pourquoi les investissements proposés aujourd'hui permettent de créer une capacité technique, dont les probabilités d'interruption, sans être nulles, sont faibles. Une décision d'investissement en 2015 permettrait ainsi la mise en service de ces capacités en octobre 2018.

Compte tenu du niveau d'investissement en jeu et des résultats des consultations passées, GRTgaz propose que les capacités ainsi créées soient directement commercialisées sur la plateforme PRISMA.

5.3.2. Analyse préliminaire de la CRE

La CRE estime que la proposition de GRTgaz est pertinente au regard du montant d'investissement requis. Elle rappelle que la création de capacités fermes nécessiterait quant à elle un investissement très significatif, d'environ 250 M€, et que les résultats de l'*open season* de 2012 n'avaient pas permis de valider un tel investissement.

Question 3 : Quel avis portez-vous sur la solution d'investissement proposée par GRTgaz pour créer 100 GWh/j de capacités « quasi-fermes » en entrée France ?

5.3.3. Création de capacités fermes de sortie de la France vers l'Allemagne¹⁸

La possibilité de permettre des flux physiques de la France vers l'Allemagne, à hauteur de 100 GWh/j de capacités fermes de sortie au point d'interconnexion d'Obergailbach, a été étudiée par GRTgaz.

Un tel projet, envisagé à l'horizon 2020-2021, nécessiterait, en plus des ouvrages spécifiques devant être construits, une évolution des pratiques d'odorisation. Un pilote est en cours de mise en œuvre par GRTgaz afin d'évaluer la faisabilité d'une évolution des pratiques d'odorisation côté français.

Le projet est répertorié dans le plan de développement 2013-2022 de l'ENTSOG, mais ce

¹⁸ Retenu comme PIC

dernier indique une mise en service des capacités en 2018.

5.3.4. Création de nouvelles capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne¹⁹

Le projet Midcat (Midi-Catalogne) permettrait d'augmenter les capacités entre la France et l'Espagne par la création d'une nouvelle interconnexion, à l'est des Pyrénées. Il figure dans le plan de développement de l'ENTSOG et dans le plan d'investissement régional Sud, qui recouvre le Portugal, l'Espagne et la France (GRIP Sud).

Les résultats de la dernière open season, qui s'est terminée en 2010, n'ont pas permis de déclencher le développement du projet. Celui-ci est désormais envisagé à l'horizon 2021 dans les plans à 10 ans de GRTgaz et TIGF.

5.4. Les projets relatifs aux infrastructures adjacentes

5.4.1. Le développement des terminaux méthaniers

En 2014, Elengy a annoncé que le projet de pérennisation du terminal de Fos Tonkin était abandonné. Dans le cadre de l'open season 2011 visant à prolonger l'activité du terminal au-delà de 2020, aucun souscripteur ne s'est à ce jour engagé au-delà de cette date.

Par ailleurs, à la suite du démantèlement d'un des réservoirs, la capacité de regazéification de Fos Tonkin diminuera à 3,6 Gm³ en 2015 et à 3,2 Gm³ en 2016.

En ce qui concerne les autres projets à l'étude, aucune décision finale d'investissement n'a été prise en 2014.

	Mise en service prévue par les GRT	Mise en service prévue par l'ENTSOG	Capacités max. envisagées en Gm³	Décidé
Dunkerque LNG	2015	Q4 2015	13	Oui
Fos Faster	2020	2019	16	Non
Extension de Montoir de Bretagne	2021	Q4 2018	16,5	Non
Extension de Fos Cavaou	2020/2021	Q2 2020	16,5	Non

5.4.2. Le développement des sites de stockage de gaz naturel

En 2014, Storengy a confirmé l'abandon du projet de développement du stockage de Hauterives, dans la Drôme.

En outre, l'opérateur a également informé GRTgaz que le développement du stockage d'Etrez, initialement prévu pour une mise en service en 2017/18 n'était pas poursuivi.

Quant au stockage de Manosque, Géométhane a confirmé la poursuite de son projet.

¹⁹ Retenu comme PIC

6. Synthèse des analyses de la CRE

Le schéma d'investissement décidé par la CRE dans sa délibération du 7 mai 2014, associant les projets Val de Saône et Gascogne–Midi, permettra de relier le sud de la France et la péninsule ibérique aux marchés du nord-ouest de l'Europe en supprimant la congestion physique à la liaison Nord-Sud. Ces investissements sont également un prérequis à la création d'une zone de marché unique en France à l'horizon 2018.

Malgré des bénéfices importants pour le sud de la France et la péninsule ibérique, ces projets, dont les budgets cibles représentent un total de plus de 800 M€, entraîneront nécessairement une augmentation tarifaire significative pour le consommateur français. Dans un contexte d'incertitude sur l'évolution de la demande de gaz à long terme. De telles hausses tarifaires doivent être envisagées avec prudence.

La CRE note dès lors que les conséquences tarifaires du schéma d'investissement Val de Saône/Gascogne-Midi et les risques associés d'une part, ainsi que les bénéfices transfrontaliers du projet situé dans un corridor prioritaire européen sont des éléments d'analyse importants au vu d'une attribution éventuelle de subventions européennes.

Les projets de réallocations de capacité à long terme d'OGE et GRTgaz Deutschland sont de nature à créer à terme une situation de congestion au point d'interconnexion d'Obergailbach/Medelsheim, et donc entre les marchés du nord-ouest de l'Europe d'une part et la France et la péninsule ibérique d'autre part.

Par ailleurs, la CRE constate que les caractéristiques de certains projets, notamment les dates prévisionnelles de mise en service, ont évolué depuis la publication du dernier plan de développement de l'ENTSO (2013-2022). Elle demandera à GRTgaz et TIGF de veiller à transmettre les informations les plus récentes à l'ENTSO en vue de la publication du prochain plan de développement (2015-2024).

Enfin, la CRE considère, à ce stade de ses analyses, que les plans à 10 ans des GRT reflètent correctement les besoins exprimés par les acteurs du marché et sont cohérents avec les orientations de l'ENTSO.

Question 4 : Les projets de GRTgaz et de TIGF vous paraissent-ils refléter correctement les besoins du marché à l'horizon du plan ?

Question 5 : Avez-vous d'autres remarques en ce qui concerne les plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF ?

7. Synthèse des questions

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

Question 2 : Avez-vous des remarques sur les prévisions de consommation de GRTgaz et TIGF à l'horizon des plans à 10 ans ?

Question 3 : Quel avis portez-vous sur la solution d'investissement proposée par GRTgaz pour créer 100 GWh/j de capacités « quasi-fermes » en entrée France ?

Question 4 : Les projets de GRTgaz et de TIGF vous paraissent-ils refléter correctement les besoins du marché à l'horizon du plan ?

Question 5 : Avez-vous d'autres remarques en ce qui concerne les plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF ?

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 28 novembre 2014 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dirgaz.cp4@cre.fr ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08.

Les contributions non confidentielles seront publiées par la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi.

Merci de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez que votre réponse soit considérée comme **confidentielle ou anonyme**. A défaut, votre contribution sera considérée comme non confidentielle et non anonyme. Les parties intéressées sont invitées à transmettre leurs observations en argumentant leurs positions.

8. Annexes

Annexe 1

(GWh/j)	Capacités annuelles fermes 2014	Capacités annuelles fermes prévues après investissement	Mise en service prévue par les GRT dans leurs PDD	Mise en service prévue par l'ENTSOG dans son plan 2013-2022	Remarques
Biriatou entrée	5	60	2015	2015	décidé
Biriatou sortie	0	0	2015	2015	décidé
Alveringem sortie	0	270	2015	2015	décidé
Midcat entrée	0	230	2021	2020	non décidé
Midcat sortie	0	80	2021	2020	non décidé
Obergailbach sortie	0	100	2021	2018	non décidé
Luxembourg sortie	0	40	2021	2018	non décidé
Oltingue entrée	0	100	2018	2018	non décidé

Annexe 2: http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/doc/2013_pci_projects_country.pdf

Liste des projets d'intérêt commun concernant les réseaux de GRTgaz et TIGF
PCI Eastern Axis Spain-France - interconnection point between Iberian Peninsula and France at Le Perthus– currently known as Midcat
PCI Reinforcement of the French network from South to North – Reverse flow from France to Germany at Obergailbach/Medelsheim Interconnection point (France)
PCI Reinforcement of the French network from South to North on the Bourgogne pipeline between Etrez and Voisines (France)
PCI Reinforcement of the French network from South to North on the east Lyonnais pipeline between Saint-Avit and Etrez (France)
PCI Reverse flow interconnection between Switzerland and France
PCI New interconnection between Pitgam (France) and Maldegem (Belgium)
PCI Reinforcement of the French network from South to North on the Arc de Dierrey pipeline between Cuvilly, Dierrey and Voisines (France)
Cluster between Luxembourg, France and Belgium including one or more of the following PCIs: Interconnection between France and Luxembourg. Reinforcement of the interconnection between Belgium and Luxembourg
PCI Gas Pipeline connecting Algeria to Italy (Sardinia) and France (Corsica) [currently known as Galsi & Cyréné pipelines]