

# Consultation publique

Le 20 octobre 2011

## **Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie portant sur les plans décennaux de développement des réseaux de transport de GRTgaz et de TIGF**

Les gestionnaires de réseau de transport (GRT) français publient un plan décennal de développement indicatif sur leur site internet depuis 2006 pour GRTgaz et depuis 2008 pour TIGF. Le code de l'énergie, transposant la 3<sup>ème</sup> directive européenne, rend la rédaction de ces plans obligatoire pour les GRT.

GRTgaz et TIGF ont transmis à la CRE fin septembre 2011 leur plan décennal de développement. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) souhaite mener, comme prévu par le code de l'énergie, une consultation publique pour recueillir les remarques du marché sur ces documents.

La synthèse des réponses à cette consultation sera publiée sur le site de la CRE. La délibération de la CRE portant sur les plans décennaux de développement de TIGF et GRTgaz est prévue en décembre 2011.

Les plans de GRTgaz et TIGF sont publiés en annexe de la présente consultation publique.

## SOMMAIRE

<b>SOMMAIRE .....</b>	<b>2</b>
<b>I. CADRE REGLEMENTAIRE .....</b>	<b>3</b>
1. CADRE EUROPEEN .....	3
2. CADRE NATIONAL .....	3
<b>II. EVOLUTION DE LA CONSOMMATION DE GAZ NATUREL EN FRANCE A L'HORIZON DES PLANS A 10 ANS .....</b>	<b>3</b>
1. ETAT DE LA CONSOMMATION EN 2011 .....	3
2. EVOLUTION DE LA CONSOMMATION A L'HORIZON 2015 .....	3
a) Prévisions de GRTgaz .....	3
b) Prévisions de TIGF .....	4
3. EVOLUTION DE LA CONSOMMATION A L'HORIZON 2020 .....	4
a) Prévisions de GRTgaz .....	4
b) Prévisions de TIGF .....	4
4. ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE .....	4
<b>III. PROJETS DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX DE TRANSPORT PREVUS DANS LES PLANS A 10 ANS DES GRT .....</b>	<b>5</b>
1. ETAT DE L'OFFRE DE CAPACITES DE TRANSPORT EN 2011 .....	5
2. MODALITES DE CONSULTATION DU MARCHE PAR LES GRT .....	5
3. BESOINS RETENUS PAR LES GRT .....	6
a) Développement des interconnexions .....	6
i. France-Belgique .....	6
ii. France-Espagne .....	6
iii. France-Luxembourg .....	6
iv. France-Suisse .....	7
v. France-Allemagne .....	7
b) Développement des infrastructures adjacentes .....	7
i. Les stockages .....	7
ii. Les terminaux méthaniers .....	7
c) Autres développements .....	7
i. Décongestion de la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz .....	7
ii. Le raccordement de la Corse .....	8
4. ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE .....	8
a) Intégration des réseaux de transport de gaz français au sein du marché européen .....	8
b) Cohérence des plans à 10 ans des GRT français avec le plan de l'ENTSOG .....	8
c) Niveau d'information relatif aux dépenses d'investissements .....	9
<b>ANNEXES .....</b>	<b>11</b>

## I. Cadre réglementaire

### 1. Cadre européen

La directive 2009/73/CE concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel prévoit de nouvelles obligations pour les GRT et de nouveaux pouvoirs pour les régulateurs nationaux en matière de suivi et de contrôle des investissements.

Au niveau européen, l'ENTSOG<sup>1</sup> doit adopter tous les deux ans un plan décennal non contraignant de développement des réseaux européens, après une consultation ouverte et transparente, impliquant tous les acteurs de marché. L'Agence de coopération des régulateurs européens (ACER) doit émettre un avis sur ce plan et surveiller sa mise en œuvre, après un contrôle de cohérence avec les plans nationaux effectué par les régulateurs nationaux.

### 2. Cadre national

Le Code de l'énergie, en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juin 2011, transpose en droit français la directive 2009/73/CE. L'article L. 431-6 prévoit que les GRT soumettent chaque année à la CRE un plan décennal de développement (ci-après plan à 10 ans) de leur réseau fondé sur l'offre et la demande existantes et prévisionnelles, après consultation de toutes les parties intéressées. 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 investissements déjà décidés, recenser les nouveaux investissements à réaliser dans les trois ans et fournir un calendrier prévisionnel pour tous les projets d'investissements.

Le code de l'énergie prévoit que la CRE doit mener une consultation sur les plans à 10 ans des GRT, vérifier qu'ils couvrent tous les besoins en matière d'investissements et s'assurer de leur cohérence avec le plan décennal européen publié par l'ENTSOG tous les deux ans. En cas de doute sur ce dernier point, la CRE a la possibilité de consulter l'ACER et peut demander aux GRT la modification de leur plan à 10 ans.

## II. Evolution de la consommation de gaz naturel en France à l'horizon des plans à 10 ans

### 1. Etat de la consommation en 2011

La consommation corrigée du climat de gaz naturel de la France est estimée pour 2011 à 537 TWh par les GRT (503 TWh en zone GRTgaz et 34 TWh en zone TIGF), en hausse de 12 TWh (+2,3 %) par rapport à la consommation 2010. Cette hausse s'explique principalement par les besoins en gaz pour la production d'électricité (+8 TWh) ainsi que par la reprise économique.

Par ailleurs, la consommation journalière nationale au risque 2 %<sup>2</sup> est estimée pour 2011/2012 à 4,5 TWh (4,1 TWh/j en zone GRTgaz et 361 GWh/j en zone TIGF), en hausse de 1,3 % par rapport à l'hiver 2010/2011.

### 2. Evolution de la consommation à l'horizon 2015

#### a) Prévisions de GRTgaz

GRTgaz prévoit une hausse globale de la consommation de sa zone de 0,8 % par an entre 2011 et 2015, pour un total estimé à 519 TWh en 2015, en hausse de 16 TWh.

Toutefois, les consommations par secteur d'activité ne devraient pas toutes suivre la même tendance. Le facteur principal de hausse de la consommation pour les prochaines années concerne le développement des unités de production d'électricité centralisées, notamment les centrales à cycles combinés gaz (CCCG), qui devrait conduire à une hausse de 2 % de la part de la production d'électricité dans la consommation totale de gaz. Le secteur industriel (hors cogénération) devrait connaître une hausse plus limitée.

<sup>1</sup> Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz

<sup>2</sup> Obligation de service public pour les gestionnaires de réseaux de transport de dimensionner leur réseau pour faire face aux besoins en gaz naturel au risque 2%, soit en cas d'hiver froid tel qu'il se produit tous les 50 ans.

Ces hausses devraient être partiellement compensées par une baisse de la consommation dans le secteur résidentiel et tertiaire en raison d'une diminution des consommations unitaires consécutive à la mise en place progressive de réglementations environnementales issues du paquet Énergie-Climat et du Grenelle de l'Environnement.

Les besoins en débit journalier de pointe devraient également connaître une hausse globale de 3 % à l'horizon 2015. Cette hausse modérée traduit une réalité contrastée. En effet, ce sont les clients industriels qui tirent la consommation de pointe vers le haut, avec une hausse de 16,5 %, soit 164 GWh/j, liée au développement de la production d'électricité à partir de gaz. A l'opposé, les besoins de débit journalier de pointe sont en baisse de 1,3 % pour le secteur résidentiel tertiaire.

Selon GRTgaz, seule l'évolution de la consommation liée à la production d'électricité nécessitera des renforcements de son réseau.

#### **b) Prévisions de TIGF**

Hors prise en compte de projets de CCCG, TIGF prévoit une stagnation de la consommation annuelle de gaz (entre 34 TWh et 35 TWh).

Un projet de CCCG (2 tranches de 400 MWe) est envisagé pour 2015 dans la zone de Lacq. Il augmenterait la consommation annuelle de 4 TWh et la consommation journalière de pointe de 40 GWh/j. Cette Centrale serait raccordée à l'Artère du Béarn, qui dispose de capacités suffisantes pour l'alimenter.

Compte-tenu de ce qui précède, TIGF n'envisage pas de renforcement sur son réseau de transport qui serait lié à l'évolution de la consommation de sa zone.

### **3. *Evolution de la consommation à l'horizon 2020***

#### **a) Prévisions de GRTgaz**

GRTgaz prévoit une accélération de l'évolution de la demande de gaz sur la période 2016-2020 par rapport période 2011-2015, passant ainsi de 519 TWh en 2015 à 560 TWh en 2020 (+1,5 % par an).

Sur cette période, la consommation des producteurs d'électricité devrait augmenter de 48 TWh tandis que la hausse des consommations du secteur industriel devrait être faible (+2 TWh). La consommation du secteur résidentiel et tertiaire devrait, quant à elle, diminuer de 9 TWh.

GRTgaz prévoit une évolution à la hausse de la consommation journalière de pointe de 1,1 % par an entre 2016 et 2020. La pointe de consommation passerait de 4,2 TWh/j pour l'hiver 2015/2016 à 4,4 TWh pour l'hiver 2019/2020.

#### **b) Prévisions de TIGF**

Selon les hypothèses retenues par TIGF pour la période 2016-2020 la consommation annuelle varierait entre 35 et 40 TWh en fonction de l'éventuelle implantation de deux tranches de centrale électrique de 400 MWe à proximité de Lacq. Quel que soit le scénario retenu, TIGF n'envisage pas de renforcer son réseau de transport sur cette période.

### **4. *Analyse préliminaire de la CRE***

Sur l'ensemble de la période 2011-2020, GRTgaz table sur une hausse de la consommation de gaz sur ses zones d'équilibrage de 1,2 % par an jusqu'en 2020, ce qui conduirait à une augmentation de la consommation sur son périmètre de 503 TWh en 2011 à 560 TWh en 2020.

Cette croissance est due aux projets d'unités de production d'électricité centralisées (+58 TWh entre 2011 et 2020 en zone GRTgaz) avec cinq unités entrant en service commercial en 2011 et dix autres projets qui pourraient entrer en service d'ici 2020. La consommation des clients industriels raccordés directement au réseau de GRTgaz devrait augmenter de 12 TWh (+0,7 % par an) sur cette période mais devrait être compensée par une baisse de 13 TWh de la consommation des clients résidentiels et tertiaires (-0,6 % par an) qui est cohérente avec les prévisions de consommation de GrDF.

Par ailleurs, l'arrivée d'unités de production d'électricité centralisées sur le réseau de GRTgaz a un impact significatif sur les besoins de flexibilité intra-journalière du GRT, besoins qui devraient croître dans les prochaines années. Les développements des ouvrages de cœur de réseau que sont le

doublément de l'artère du Rhône et l'Arc de Dierrey devraient permettre de répondre à ces besoins. En effet, une fois en service, ces infrastructures fourniront environ 80 GWh de flexibilité intra-journalière, ce qui est un niveau suffisant pour répondre aux besoins d'environ dix-huit tranches de CCCG de 400 MWe.

En zone TIGF, hors CCCG, la prévision du GRT est une stagnation de la consommation annuelle de gaz autour de 34 à 35 TWh sur la période 2011-2020. L'arrivée d'une CCCG de deux tranches en 2015 à proximité de Lacq augmenterait, à elle seule, la consommation en zone TIGF de 11,4 %.

Ainsi, au niveau national, les GRT prévoient une évolution des consommations de gaz de 537 TWh en 2011 à 599 TWh en 2020, soit une hausse annuelle moyenne de 1,2 % par an. Cette évolution est globalement cohérente avec les prévisions du plan 2011-2020 de l'ENTSOG qui table sur une hausse moyenne de 1,2 % par an de la consommation en Europe à l'horizon 2020. Elle est également en ligne avec les prévisions du plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz (PIP gaz) 2009-2020, qui prévoit une hausse de la demande de gaz naturel comprise entre 0,3 % et 1,5 % par an selon les scénarios considérés.

En outre, les développements déjà décidés ou en cours de décision des réseaux de transport devraient permettre de faire face aux besoins de flexibilité intra-journalière de tous les projets d'unités de production d'électricité centralisées identifiées dans les plans à 10 ans des GRT qui, au total, pourraient dépasser les 10 GWe de puissance installée.

**1- Avez-vous des remarques sur les prévisions de consommation annuelle et de consommation journalière de pointe de GRTgaz et TIGF à l'horizon des plans à 10 ans ?**

### **III. Projets de développement des réseaux de transport prévus dans les plans à 10 ans des GRT**

#### **1. Etat de l'offre de capacités de transport en 2011**

Les capacités fermes d'entrée en France s'élèvent à 5 282 GWh/j et sont réparties entre capacités d'entrée depuis des réseaux adjacents via des points d'interconnexion réseau (PIR) terrestres (2 039 GWh/j), capacités d'entrée depuis des sites de stockage (2 463 GWh/j) et capacités d'entrée depuis des terminaux méthaniers (780 GWh/j).

Le dimensionnement des réseaux permet ainsi de faire face à la consommation journalière de pointe estimée à 4,5 TWh/j au risque 2 %, dont 260 GWh/j liés à la consommation des centrales à cycle combiné gaz.

Par ailleurs, 88,8 % des capacités d'entrée en France sont souscrites en 2011 (soit 4,7 TWh/j). Les capacités encore disponibles sur le territoire laissent ainsi la possibilité aux expéditeurs existants de diversifier leurs sources d'approvisionnement ou à de nouveaux acteurs d'entrer sur le marché français du gaz naturel.

Les capacités fermes annuelles de sortie de la France sont de 323 GWh/j (hors stockage et consommation). La sortie vers la Suisse à Oltingue s'élève à 223 GWh/j et les sorties vers l'Espagne s'élèvent à 100 GWh/j.

#### **2. Modalités de consultation du marché par les GRT**

Pour faciliter le recueil d'informations auprès des acteurs du marché, les GRT s'appuient sur plusieurs dispositifs :

- la Concertation Gaz mise en place pour le marché français depuis 2008 ;
- les 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 et des plans d'investissements régionaux ;
- des rencontres bilatérales, notamment avec les opérateurs d'infrastructures adjacentes ;
- les *Open Season* destinées 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.

En complément des études de réseaux et des demandes des porteurs de projets (clients industriels, gestionnaires d'infrastructures adjacentes), ces dispositifs permettent de détecter l'émergence de nouveaux besoins.

## **2- Les modalités actuelles de consultation du marché par les GRT vous donnent-elles satisfaction ?**

### **3. Besoins retenus par les GRT**

#### **a) Développement des interconnexions**

##### **i. France-Belgique**

En 2007, une procédure d'*open season* a été initiée entre la France (zone GRTgaz Nord) et la Belgique au PIR Taisnières H. La phase engageante s'est terminée fin 2008 et a conduit à augmenter la capacité totale du PIR Taisnières H de 590<sup>3</sup> GWh/j à 640 GWh/j. La mise en service de cet ouvrage est prévue pour décembre 2013.

En outre, une *open season* est en cours pour permettre la création de capacité ferme permettant d'acheminer du gaz non odorisé de la France vers la Belgique. Initialement, deux solutions techniques ont été étudiées par GRTgaz : la construction d'une station de désodorisation à Taisnières H et le développement d'une nouvelle interconnexion à Veurne. Compte-tenu des résultats de la phase non engageante de cette *open season*, de la réticence des GRT adjacents à accepter du gaz désodorisé et de la décision de lancement du terminal de Dunkerque en juin 2011, GRTgaz retient dans son plan à 10 ans le projet de développement de 100 GWh/j à Veurne en 2015 qui permettra d'acheminer du gaz non-odorisé depuis le terminal méthanier de Dunkerque jusqu'en Belgique.

##### **ii. France-Espagne**

Deux *open seasons* ont été lancées en 2009 et 2010 dans le cadre de l'initiative régionale Sud afin d'accroître les capacités d'interconnexion dans les deux sens entre la France et l'Espagne.

La première *open season* a conduit au renforcement du PIR Larrau, portant sa capacité à 165 GWh/j dans les deux sens pour avril 2013 contre 100 GWh/j dans le sens France vers Espagne et 30 GWh/j dans le sens Espagne vers France actuellement. Cette *open season* a en outre permis de développer les capacités à l'interface entre les zones GRTgaz Sud et TIGF à partir de 2013 à hauteur de 395 GWh/j dans le sens GRTgaz Sud vers TIGF et de 255 GWh/j dans le sens TIGF vers GRTgaz Sud contre respectivement 325 GWh/j et 80 GWh/j actuellement.

La demande exprimée lors de la seconde *open season* a été suffisante pour renforcer le PIR Biriato en portant sa capacité à 60 GWh/j dans les deux sens en décembre 2015. Toutefois, elle n'a pas permis de lancer le projet "Midi-Catalogne" (MidCat) de création d'un nouveau PIR entre la France et l'Espagne au Perthus. GRTgaz et TIGF indiquent que le projet MidCat n'a pas été abandonné mais sa date prévisionnelle de mise en service a été inscrite à titre indicatif à la fin du plan des deux transporteurs.

##### **iii. France-Luxembourg**

Une *open season* est actuellement en cours entre la France et le Luxembourg. La phase non-engageante, menée conjointement par GRTgaz et le GRT luxembourgeois CREOS, a eu lieu en 2011. La demande maximum exprimée était de 37,6 GWh/j pour une capacité proposée de 36 GWh/j (4 GWh/j de capacité étant réservés pour le court-terme). La phase engageante devrait avoir lieu en 2012 et permettrait de développer jusqu'à 40 GWh/j de capacités de sortie vers le Luxembourg en 2016.

---

<sup>3</sup> Compte-tenu du volume important de capacités disponibles à Taisnières H, GRTgaz a abaissé les capacités commercialisées à ce PIR de 590 GWh/j à 570 GWh/j en 2011 afin de commercialiser 15 GWh/j de capacité ferme supplémentaire au PIR Dunkerque qui était commercialement congestionné.



#### **iv. France-Suisse**

Une procédure d'*open season* est envisagée entre la France et la Suisse (PIR Oltingue). Elle permettrait d'accroître les capacités de sortie vers la Suisse de 60 GWh/j en 2016 et de développer 100 GWh/j de capacités d'entrée depuis la Suisse en 2017.

#### **v. France-Allemagne**

Dans le cadre de l'intégration des marchés européens, la Commission Européenne a souligné l'importance de renforcer le corridor Sud-Nord en Europe de l'Ouest. Un tel développement permettrait en particulier au gaz en provenance des terminaux méthaniens français ou espagnols d'atteindre le marché allemand qui bénéficierait ainsi d'une nouvelle source d'approvisionnement. Dans ce cadre, la possibilité de créer 100 GWh/j de capacités fermes de sortie vers l'Allemagne à Obergailbach est envisagée par GRTgaz à l'horizon 2017.

Cependant, les pratiques en termes d'odorisation du gaz entre la France et l'Allemagne interdisent tout flux physique de la France vers l'Allemagne. Le développement de capacités fermes dans ce sens est donc conditionné à l'harmonisation des pratiques européennes sur ce point. GRTgaz étudie actuellement les différentes solutions envisageables pour permettre l'exportation de gaz non odorisé d'ici 2017.

#### **b) Développement des infrastructures adjacentes**

##### **i. Les stockages**

La prévision de développement du stockage salin de Manosque transmise par Géométhane à GRTgaz conduit à une augmentation des capacités de soutirage de 80 % à l'horizon 2018. Dans ces conditions, GRTgaz devrait renforcer significativement son réseau, notamment en doublant l'artère de Bourgogne.

GRTgaz mentionne également que Storengy souhaite raccorder le nouveau site de stockage de Hauterives à hauteur de la station de Saint-Avit mais n'identifie aucun besoin de renforcement de son réseau de transport.

TIGF indique que les développements de ses stockages ne nécessiteraient pas de renforcement de son réseau de transport.

##### **ii. Les terminaux méthaniens**

Le raccordement du terminal de Dunkerque LNG décidé en juin 2011 (13 Gm<sup>3</sup>/an) nécessitera un renforcement de l'artère des Hauts-de-France (123 km de DN 1200) ainsi que la pose de l'Arc de Dierrey (300 km de canalisation entre Cuvilly, Dierrey et Voisines) pour créer 250 GWh/j de capacité d'entrée en zone Nord en 2015. Par ailleurs, la réalisation de l'arc de Dierrey facilitera l'intégration au réseau de transport des autres projets de terminaux méthaniens dans la zone Nord de GRTgaz : projets d'extension de Montoir en 2015 (+2,5 Gm<sup>3</sup>) et 2017 (+4 Gm<sup>3</sup>) et nouveau terminal à Antifer (+9 Gm<sup>3</sup>/an) en 2020. Des investissements complémentaires seront toutefois nécessaires.

En zone Sud, une extension du terminal de Fos Tonkin en 2016, à la suite de l'*open season* qui est en cours, n'engendrera pas de renforcement particulier du réseau car le doublement de l'artère du Rhône (projet ERIDAN) a déjà été décidé. De même que pour l'arc de Dierrey, le doublement de l'artère du Rhône (220 km de DN 1200) facilitera la réalisation des projets de terminaux méthaniens en zone Sud : raccordement de Fos Faster en 2017 (+8 Gm<sup>3</sup>) et extension de Fos Cavaou en 2020 (+8 Gm<sup>3</sup>). Néanmoins, la réalisation de ces projets nécessitera la pose d'autres ouvrages de cœur de réseau, dont le contournement de l'est lyonnais.

TIGF n'identifie pas de besoin de raccordement à son réseau d'un terminal méthanier à l'horizon du plan.

#### **c) Autres développements**

##### **i. Décongestion de la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz**

Les congestions existantes sur le réseau de GRTgaz expliquent l'existence de deux zones d'équilibrage Nord et Sud. Dans son plan à 10 ans, GRTgaz rappelle les investissements nécessaires pour lever ces

congestions et fusionner ses deux zones d'équilibrage, dont les trois ouvrages majeurs sont ERIDAN, l'arc de Dierrey et le contournement de l'est lyonnais,.

Le projet ERIDAN a déjà été décidé en février 2011 par GRTgaz et approuvé en avril 2011 par la CRE.

Le projet arc de Dierrey, dont le dimensionnement et les coûts prévisionnels sont actuellement en cours d'audit par la CRE, devrait être décidé par GRTgaz avant fin 2011 pour permettre le raccordement du terminal de Dunkerque en 2015.

Par ailleurs, GRTgaz étudie, à la demande de la CRE et avec l'aide d'un cabinet externe, la possibilité de fusionner à l'horizon 2015-2016 ses zones Nord et Sud sur la base de mécanismes contractuels.

## **ii. Le raccordement de la Corse**

Le projet Cyrénée consiste à approvisionner la Corse en gaz naturel à partir de 2015 grâce au gazoduc Algérie-Sardaigne-Italie (GALSI), notamment pour alimenter les centrales électriques de Bastia et d'Ajaccio. Néanmoins, une alternative au GALSI consisterait à approvisionner la Corse via une ou deux barges GNL.

### **3- Les projets de GRTgaz et de TIGF vous paraissent-ils refléter correctement les besoins du marché à l'horizon du plan ?**

#### **4. Analyse préliminaire de la CRE**

##### **a) Intégration des réseaux de transport de gaz français au sein du marché européen**

Les plans à 10 ans des GRT montrent une décorrélation croissante entre l'évolution de la consommation et l'évolution des capacités entrée/sortie des réseaux de transport. Cela illustre la transformation progressive des réseaux de transport français qui n'ont plus pour seul objectif de servir la consommation intérieure et d'assurer les transits historiques. Les développements en cours et à venir identifiés par les GRT répondent davantage à un objectif de création d'un marché français fluide et intégré au cœur du marché européen pour sécuriser l'approvisionnement de la France et de l'Europe et favoriser la concurrence. La CRE considère que ces évolutions sont de nature à favoriser l'émergence d'un prix de marché de référence français cohérent avec celui des autres places de marché européennes. Elle considère toutefois que, sauf cas exceptionnel, des engagements à long terme du marché seront nécessaires pour valider les développements non décidés présentés dans les plans à 10 ans des GRT.

### **4- Considérez-vous que les projets de développement identifiés dans les plans à 10 ans par les GRT favorisent l'attractivité du marché français du gaz naturel ?**

##### **b) Cohérence des plans à 10 ans des GRT français avec le plan de l'ENTSO**

La CRE considère à ce stade de son analyse que les développements identifiés par les GRT dans leur plan à 10 ans sont cohérents avec le plan décennal de développement de l'ENTSO publié le 17 février 2011. Les différences identifiées concernent :

- des ajustements mineurs de date de mise en service de quelques projets pour prendre en compte leur état d'avancement :
  - la phase 1 de l'extension de Montoir et la création de capacités de sortie vers la Belgique prévues pour 2015 par GRTgaz contre 2014 dans le plan de l'ENTSO,
  - le raccordement de la Corse prévue pour 2015 par GRTgaz contre 2016 dans le plan de l'ENTSO,
  - la création de capacités d'entrée depuis la Suisse et le raccordement du nouveau terminal de Fos Faster prévus pour 2017 par GRTgaz contre 2016 dans le plan de l'ENTSO,
  - l'accroissement des capacités d'entrée à partir du stockage de Manosque prévu pour 2018 par GRTgaz contre 2015 dans le plan de l'ENTSO,



- le raccordement du nouveau terminal d'Antifer prévu pour 2020 par GRTgaz contre 2015 dans le plan de l'ENTSOG,
- la création de capacités d'entrée depuis et de sortie vers l'Espagne au Perthus (projet MidCat) prévue pour 2020 dans le plan de l'ENTSOG et le plan à 10 ans de GRTgaz contre une date postérieure à 2020 dans le plan à 10 ans de TIGF ;
- deux projets dans le plan à 10 ans de GRTgaz qui ne figurent pas dans le plan 2011-2020 de l'ENTSOG, dans la mesure où ils ont été identifiés par GRTgaz en 2011 : création de capacités de sortie vers le Luxembourg pour 2016 et vers l'Allemagne pour 2017. Concernant ce dernier projet, GRTgaz souligne la nécessité d'adopter des règles communes au niveau européen sur la qualité du gaz pour sa mise en œuvre. A ce titre, une présentation de l'étude prévue par GRTgaz sur les possibilités d'évolution des modalités d'odorisation du gaz sur son réseau devra être intégrée dans son prochain plan à 10 ans ;
- un développement des capacités de transport de GRTgaz Sud vers TIGF de 115 GWh/j en 2016 prévu dans le plan à 10 ans de TIGF et qui n'est pas mentionné ni dans le plan à 10 ans de GRTgaz ni dans le plan décennal de l'ENTSOG. Le besoin lié à ce développement n'est pas explicité par TIGF.

La CRE constate que le niveau d'information fourni par les GRT concernant les projets de développement des stockages et leurs conséquences pour les réseaux de transport est faible. Des incohérences apparaissent sur ces points entre les plans à 10 ans des GRT et le plan de l'ENTSOG 2011-2020 (Gournay, Trois-Fontaines, Alsace-Sud et Soings-Céré pour GRTgaz) ou le PIP gaz 2009-2020 (développement de Lussagnet et Izaute pour TIGF). Dans ces conditions, la CRE considère que les GRT doivent renforcer la transparence sur les projets de stockage dont ils ont connaissance.

**5- Considérez-vous utile de disposer des projets de développement des capacités de stockage dans les plans à 10 ans des GRT ?**

**6- Les plans à 10 ans des GRT vous semblent-ils cohérents avec le plan décennal de développement de l'ENTSOG ?**

c) Niveau d'information relatif aux dépenses d'investissements

L'article L.431-6 du code de l'énergie dispose que « (...) *Le plan décennal mentionne les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans, répertorie les investissements déjà décidés, ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans les trois ans, en fournissant un calendrier prévisionnel de réalisation de tous les projets d'investissements.*(...). »

La CRE considère, à ce stade de son analyse, que les éléments figurant dans les plans à 10 ans des GRT ne sont pas suffisants pour lui permettre de suivre et de vérifier la réalisation effective des investissements prévus pour les trois premières années de ces plans conformément à l'article L.431-6 du code de l'énergie.

En conséquence, la CRE estime que les plans à 10 ans de GRTgaz et TIGF devraient être complétés afin de faire clairement apparaître les dépenses annuelles d'investissement programmées pour chaque projet et pour les trois premières années des plans.

Par ailleurs, les plans à 10 ans ont vocation à apporter de la transparence pour le marché sur les perspectives d'évolution des réseaux de transport au regard de l'analyse des besoins. Ces évolutions doivent prendre en compte la dimension technique et financière.

A la lecture des plans à 10 ans de GRTgaz et TIGF, la CRE constate que les GRT ne fournissent aucun montant d'investissement, qu'il s'agisse de projets décidés ou non-décidés.

**7- Considérez-vous utile de disposer des estimations des montants d'investissement des projets identifiés dans les plans à 10 ans des GRT, avec notamment :**

**a- un chiffrage de cout global avec aléas de chaque projet décidé ;**

**b- une fourchette indicative du montant des investissements nécessaires à la réalisation de chaque projet non décidé**

**8- Avez-vous d'autres remarques à formuler ?**

## Questions

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 14 novembre 2011 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : [webmestre@cre.fr](mailto:webmestre@cre.fr) ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE ([www.cre.fr](http://www.cre.fr)), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;

Une synthèse des contributions sera publiée par la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions suivantes, en argumentant si possible leurs réponses.

**1- Avez-vous des remarques sur les prévisions de consommation annuelle et de consommation journalière de pointe de GRTgaz et TIGF à l'horizon des plans à 10 ans ?**

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

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

**4- Considérez-vous que les projets de développement identifiés dans les plans à 10 ans par les GRT favorisent l'attractivité du marché français du gaz naturel ?**

**5- Considérez-vous utile de disposer des projets de développement des capacités de stockage dans les plans à 10 ans des GRT ?**

**6- Les plans à 10 ans des GRT vous semblent-ils cohérents avec le plan décennal de développement de l'ENTSOG ?**

**7- Considérez-vous utile de disposer des estimations des montants d'investissement des projets identifiés dans les plans à 10 ans des GRT, avec notamment :**

**a- un chiffrage de cout global avec aléas de chaque projet décidé ;**

**b- une fourchette indicative du montant des investissements nécessaires à la réalisation de chaque projet non décidé**

**8- Avez-vous d'autres remarques à formuler ?**

## **Annexes**

Annexe 1 : Plan décennal de développement du réseau de transport de GRTgaz – période 2011-2020

➔ Plan transmis par GRTgaz le 18 octobre 2011

Annexe 2 : Plan décennal de développement du réseau de transport de TIGF – période 2011-2020

➔ Plan transmis par TIGF le 20 octobre 2011