

Le 4 novembre 2015,

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), chaque année, l'élaboration d'un plan décennal de développement de leur réseau, après consultation des parties intéressées.

Ce plan est soumis à l'examen de la Commission de Régulation de l'Energie (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 européen de développement des réseaux à dix ans publié par le Réseau Européen des Gestionnaires de Réseau de Transport pour le Gaz (REGRT ou ENTSOG²). L'ENTSOG a publié son dernier plan de développement des réseaux, portant sur la période 2015-2024, le 13 avril 2015³. GRTgaz et TIGF ont présenté leurs plans décennaux de développement dans le cadre de la Concertation Gaz le 3 novembre 2015.

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 30 novembre 2015.

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 European network of Transmission system Operators in gas

³http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/TYNDP/2015/entsog_TYNDP2015_main_report_lowres.pdf

A. CONTEXTE	3
1. CADRE JURIDIQUE	3
2. LA PLACE DU GAZ DANS LA TRANSITION ENERGETIQUE	3
3. PLAN DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX DE L'ENTSOG SUR LA PERIODE 2015-2024	3
4. PLANS DECENNAUX DE DEVELOPPEMENT DES GRT	4
B. SCENARIOS D'EVOLUTION DE LA DEMANDE A L'HORIZON 2030.....	5
1. HYPOTHESES DE CONSOMMATION DE GAZ NATUREL EN EUROPE DANS LE PLAN DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX DE L'ENTSOG	5
2. HYPOTHESES D'EVOLUTION DE LA CONSOMMATION DE GAZ NATUREL EN FRANCE DANS LES PLANS DES GRT	6
3. ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE DE LA COHERENCE DES PLANS A 10 ANS DES GRT AVEC LE PLAN DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX DE L'ENTSOG	9
C. HYPOTHESES D'EVOLUTION D'INJECTION DE BIOMETHANE DANS LES RESEAUX	9
1. HYPOTHESES D'EVOLUTION DE LA PRODUCTION DE BIOMETHANE DANS LE PLAN DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX DE L'ENTSOG	9
2. HYPOTHESES D'EVOLUTION D'INJECTION DE BIOMETHANE DANS LES RESEAUX EN FRANCE A L'HORIZON DES PLANS A DIX ANS DES GRT.....	10
3. ANALYSE DE LA COHERENCE	11
D. LES PROJETS DE DEVELOPPEMENT IDENTIFIES PAR LES GRT DANS LES PLANS A 10 ANS	11
1. EVOLUTION DE L'OFFRE DE CAPACITES DE TRANSPORT SUR LE RESEAU FRANÇAIS EN 2015.....	11
<i>i. Le raccordement du terminal de Dunkerque et l'Arc de Dierrey.....</i>	<i>12</i>
<i>ii. Le développement de capacités physiques de sortie de la France vers la Belgique (Alveringem).....</i>	<i>12</i>
<i>iii. L'augmentation des capacités à Biriadou.....</i>	<i>13</i>
2. LES DEVELOPPEMENTS DECIDES.....	13
<i>i. Une place de marché unique en France en 2018.....</i>	<i>13</i>
<i>ii. La création de capacités rebours à Oltingue (2018).....</i>	<i>14</i>
<i>iii. Conversion de la zone desservie en gaz B.....</i>	<i>14</i>
3. LES AUTRES PROJETS A L'ETUDE	14
<i>i. Les développements du cœur de réseau de GRTgaz (Eridan et Arc lyonnais).....</i>	<i>14</i>
<i>ii. Midcat.....</i>	<i>14</i>
<i>iii. Le rebours vers l'Allemagne et l'odorisation décentralisée.....</i>	<i>15</i>
<i>iv. Interconnexion avec le Luxembourg.....</i>	<i>15</i>
<i>v. Le développement des infrastructures adjacentes.....</i>	<i>15</i>
E. SYNTHESE DES ANALYSES DE LA CRE	16
F. SYNTHESE DES QUESTIONS	16

A. Contexte

1. Cadre juridique

Le règlement (CE) n°715/2009⁴ prévoit, dans son article 8 §3-b, que le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour le gaz 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.

Ce plan doit préciser 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 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.

2. La place du gaz dans la transition énergétique

La loi de transition énergétique du 17 août 2015⁵ définit des orientations relatives à la baisse de la consommation d'énergie d'origine fossile et à la maîtrise de la demande d'énergie. Ces dernières devraient induire une baisse de la consommation de gaz pour certaines catégories d'utilisateurs.

Pour autant, cette loi comprend des orientations qui impactent les besoins d'investissements des opérateurs de transport. Elle définit en effet, d'une part, des orientations portant sur de nouveaux usages du gaz, en tant que complément à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, variable par nature, ou dans le secteur des transports, en substitution aux produits pétroliers ; d'autre part, elle fixe l'objectif de 10% d'énergie renouvelable dans la consommation française de gaz naturel à l'horizon 2030.

3. Plan de développement des réseaux de l'ENTSOG sur la période 2015-2024

Le plan européen de développement des réseaux de l'ENTSOG comporte différents scénarios d'évolution de la demande en gaz et de développement des réseaux.

⁴ 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

⁵ Loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

Le règlement n°347/2013⁶ a élargi le rôle du plan de développement des réseaux de l'ENTSO, en prévoyant qu'il comporte des analyses coûts-bénéfices des projets qu'il contient. Ces dernières doivent ensuite servir de support à la sélection des Projets d'Intérêt Commun (PIC) prévue par le règlement.

La méthodologie adoptée par l'ENTSO permet l'analyse des projets en considérant les variations des valeurs des indicateurs et des bénéfices monétisés dans les différents scénarios étudiés dans le plan de développement des réseaux de l'ENTSO.

Le plan de développement des réseaux de l'ENTSO a été publié le 13 avril 2015, et soumis à l'Agence pour la Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER) le 23 juillet 2015, après consultation. L'ACER a rendu un avis le 13 octobre 2015.

En ce qui concerne l'évaluation des bénéfices projet par projet dans le cadre de la sélection des PIC 2015, les résultats n'ont pas été publiés avec le plan de développement des réseaux de l'ENTSO, mais ont été communiqués aux porteurs de projet et aux régulateurs concernés, ainsi qu'à la Commission européenne.

4. Plans décennaux de développement des 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 ; le groupe de travail s'est réuni sur ce point le 3 novembre 2015, conformément à la demande formulée par la CRE dans ses délibérations du 19 décembre 2013⁷
- 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'ENTSO 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 infrastructures adjacentes).

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

⁶ Règlement (UE) du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes

⁷ Délibérations du 19 décembre 2013 relatives à l'examen du plan décennal d'investissement et portant décisions d'approbation des programmes d'investissements pour l'année 2014 de GRTgaz et de TIGF

B. Scénarios d'évolution de la demande à l'horizon 2030

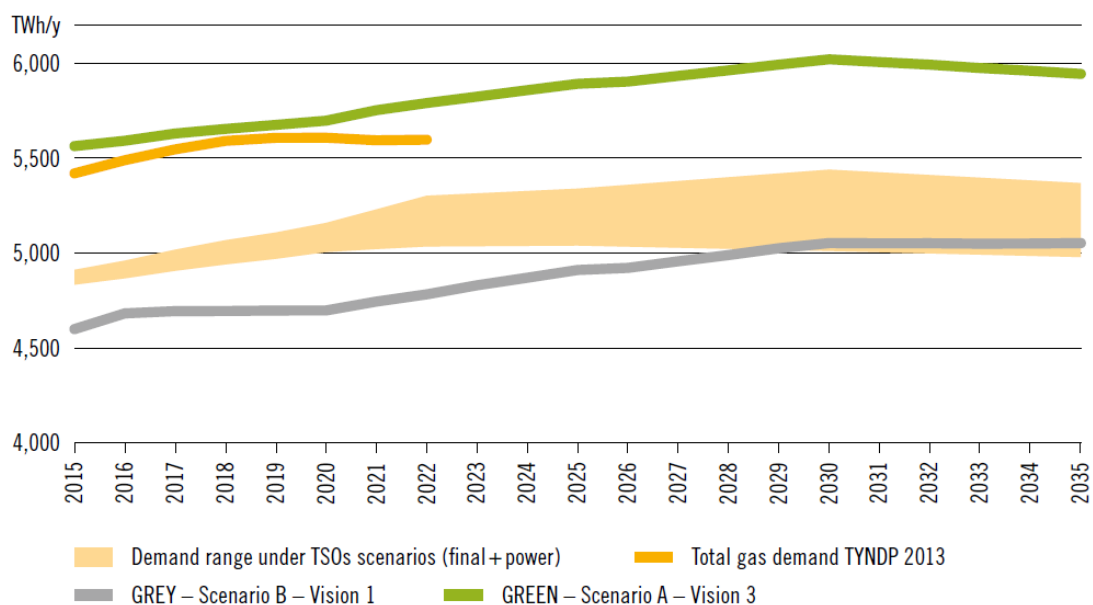
1. Hypothèses de consommation de gaz naturel en Europe dans le plan de développement des réseaux de l'ENTSOE

L'ENTSOE a fondé son plan de développement des réseaux sur deux scénarios globaux, appelés « scénario vert » et « scénario gris ». Ces scénarios globaux sont la combinaison de différentes configurations en matière de demande de gaz pour les consommateurs finals industriels et résidentiels et de demande de gaz pour la production d'électricité.

- Concernant la demande des consommateurs finals industriels et résidentiels, l'ensemble des GRT a fourni à l'ENTSOE des prévisions annuelles de consommation selon deux scénarios, devant refléter des conditions économiques et financières favorables (scénario « A », utilisé dans le scénario vert) ou défavorables (scénario « B », utilisé dans le scénario gris).
- La demande de gaz pour la production d'électricité repose quant à elle sur deux combinaisons de scénarios :
 - Deux scénarios ont été construits par l'ENTSOE sur la base des scénarios « Vision 1 : progrès lent » (utilisé dans le scénario gris) et « Vision 3 : transition verte » (utilisé dans le scénario vert) issus du plan à dix ans 2014 de l'ENTSOE, pour modéliser les capacités du parc de production d'électricité, le rendement et les durées d'utilisation des centrales, ainsi que la part de la demande d'électricité devant être couverte par des centrales au gaz ou au charbon.
 - Ces deux scénarios ont ensuite été combinés avec deux scénarios comportant des hypothèses sur les prix du gaz, du charbon, du pétrole et du CO₂, l'un étant le « Current Policies Scenario » issu du World Energy Outlook 2013 de l'AIE (utilisé dans le scénario gris), l'autre étant le scénario « Gone Green » issu du document UK Future Energy Scenarios publié par National Grid en 2014 (utilisé dans le scénario vert).

La demande totale de gaz à l'horizon 2030 varie ainsi dans le plan de développement des réseaux de l'ENTSOE entre 5050 TWh/an (scénario gris) et 6050 TWh/an (scénario vert), contre une estimation de 4760 TWh/an en 2015⁸.

⁸ http://www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas_Press_Release_Gas_supply_in_2015_responds_to_increased_consumer_demand.pdf



Demande totale de gaz dans les scénarios du plan de développement des réseaux 2015 de l'ENTSOG

Les deux scénarios globaux « vert » et « gris » s'articulent chacun avec deux scénarios de développement possibles du système gazier européen. Le premier, dit scénario « bas », fait l'hypothèse que le réseau comporte l'ensemble des infrastructures existantes, ainsi que les projets ayant fait l'objet d'une décision finale d'investissement. Le second, dit scénario « haut », comporte l'ensemble des infrastructures existantes et des projets répertoriés, indépendamment de leur statut.

Enfin, ces 4 scénarios s'articulent eux-mêmes avec 13 configurations de prix qui, à partir d'un scénario de référence, consistent à faire varier (à la hausse ou la baisse) le prix du gaz pour chacune des 6 sources d'approvisionnement modélisées par l'ENTSOG par rapport à toutes les autres.

2. Hypothèses d'évolution de la consommation de gaz naturel en France dans les plans des GRT

Dans son scénario de référence, GRTgaz prévoit une baisse des consommations résidentielle et industrielle, respectivement -0,8% et -0,7 % par an, qui serait compensée pour une part par une reprise de la production d'électricité à partir de gaz. La consommation de gaz passerait ainsi de 441 TWh en 2015 à 429 TWh en 2024.

TIGF anticipe une quasi-stabilité des consommations résidentielles et industrielles, avec un taux d'évolution annuel moyen prévisionnel de -0,1%, portant la consommation de 30,8 TWh en 2014 à 30,5 TWh en 2025.

Au total, la consommation de gaz en France diminuerait de 472 TWh en 2015 à 460 TWh en 2024.

Si GRTgaz et TIGF anticipent une stabilisation de la consommation de gaz totale à l'horizon 2024-2025, la CRE note cependant une différence d'appréciation dans les estimations des deux GRT concernant les segments résidentiel et industriel.

TWh/an ⁹	2015	2020	2024	TCAM PDD 2015- 2024	TCAM PDD 2014- 2023	TCAM PDD 2013-2022
GRTgaz	441	433	429	-0,3%	+0,4%	+0,2%
Secteur résidentiel	229	222	212	-0,8%	-1,0%	-1,1%
Production d'électricité	43	47	56	+3,1%	+7,8%	+7,0%
Industriels	166	159	156	-0,7%	-0,4%	-0,9%
Consommation de GRTgaz	4	4	4	-	1,4%	-0,4%
TIGF	31	31	31	-0,1%	0%	+1,1%
Secteur résidentiel	25	25	25	-0,3%		
Industriels	6	6	6	+1,4%		
Total France	472	464	460	-0,3%		

L'article L.100-4, I, 3° du code de l'énergie dans sa rédaction issue de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique fixe un objectif de réduction de 30% des consommations d'énergies d'origine fossile entre 2012 et 2030. La loi de transition énergétique n'a cependant pas précisé d'objectif particulier en matière de consommation de gaz naturel d'origine fossile.

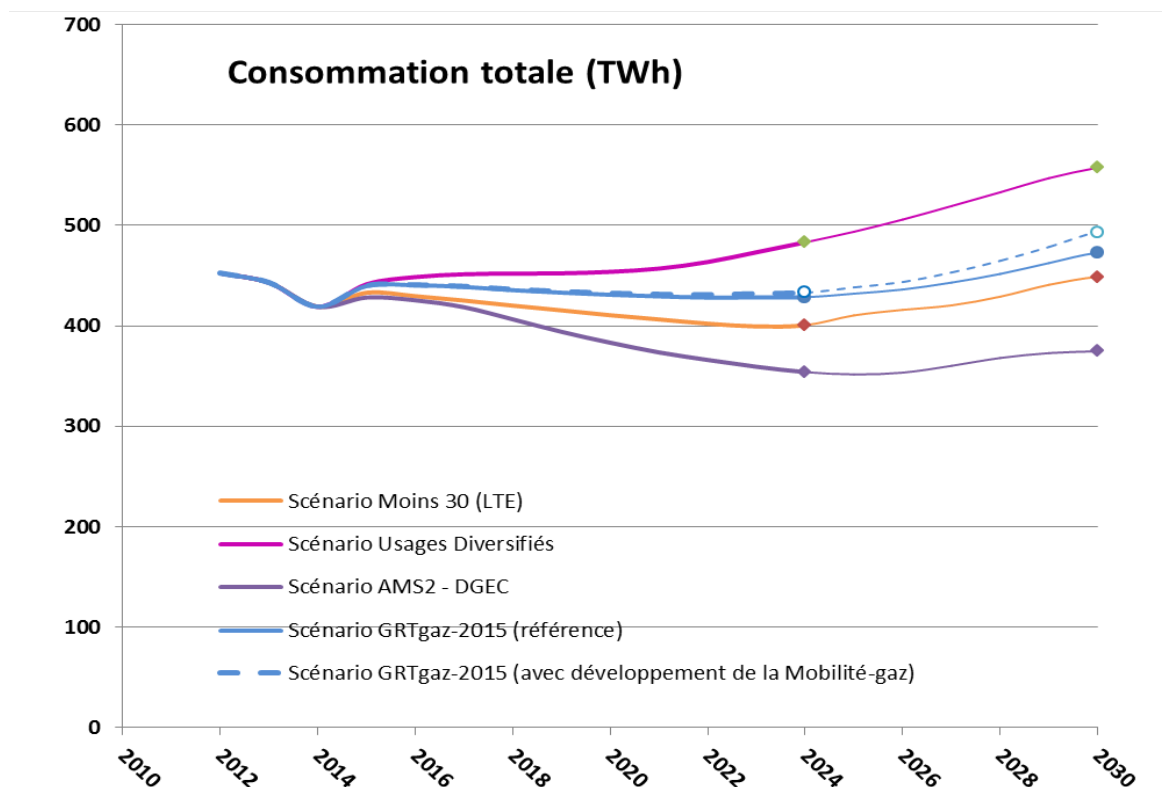
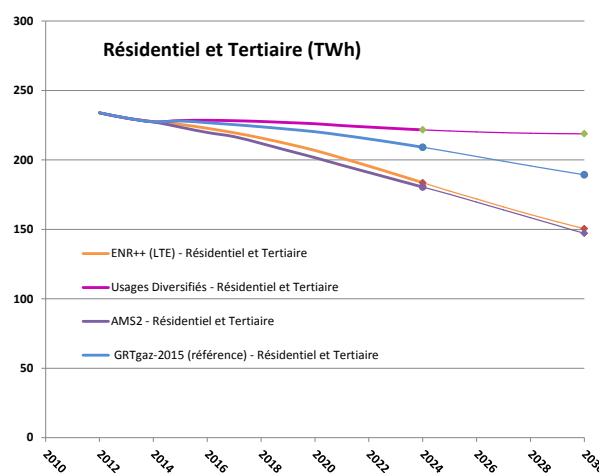
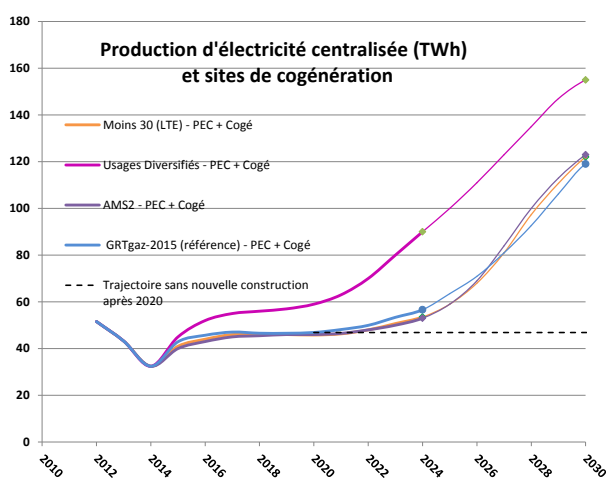
GRTgaz a donc inclus dans son plan à dix ans trois scénarios d'évolution de la consommation de gaz sur son réseau qui reflètent différents jeux d'hypothèses concernant la consommation de gaz fossile :

- **Le scénario « Moins 30 »**, qui suppose une application uniforme à tous les combustibles fossiles de l'objectif de réduction de 30%. La principale différence avec le scénario de référence réside dans une diminution plus forte de la consommation de gaz sur le segment des consommateurs résidentiels et tertiaires (-42% entre 2012 et 2030 contre -27% dans le scénario de référence). Au total, la consommation de gaz production d'électricité diminuerait de 27% entre 2012 et 2030, contre 21% dans le scénario de référence.
- **Le scénario « Usages diversifiés »**, qui suppose une meilleure compétitivité du gaz et une augmentation significative de son utilisation pour la production d'électricité. Dans ce scénario, l'ensemble des segments de consommation connaissent soit une moindre diminution (-16% entre 2012 et 2030 contre -27% dans le scénario de référence pour les segments résidentiels et tertiaires), soit une légère augmentation (segment industriel) ou un fort accroissement (production d'électricité). La consommation de gaz hors production d'électricité diminuerait en conséquence de seulement de 10% entre 2012 et 2030, contre 21% dans le scénario de référence.

⁹ Estimations corrigées du climat

- Le scénario « AMS2 »**, scénario utilisé par la Direction Générale de l’Energie et du Climat (DGEC) pour modéliser les objectifs de la loi sur la transition énergétique. Sur les segments résidentiels et tertiaires, le scénario AMS2 est similaire au scénario « -30% » (-43% entre 2012 et 2030 contre -27% dans le scénario de référence). C’est sur le secteur industriel que la différence est la plus marquée avec les autres scénarios de GRTgaz, compte tenu d’une hypothèse d’efficacité énergétique (-1,1% par an et par tonne produite) plus élevée que dans les autres scénarios (entre -0,3% et -0,5% par an et par tonne produite). Sur le segment de la production d’électricité, le scénario AMS2 est comparable aux scénarios de référence et « -30% » de GRTgaz. Dans le scénario AMS2, la consommation de gaz hors production d’électricité diminuerait en conséquence de 43% entre 2012 et 2030, contre 21% dans le scénario de référence.

Au global, sur l’ensemble de la consommation de gaz, ces scénarios aboutissent à des consommations, à l’horizon 2030, entre +26,5% et -15% par rapport à 2015 (7,2% dans le scénario Référence)



GRTgaz a par ailleurs inclus des variantes de certains de ces scénarios en jouant sur les hypothèses en matière de développement de l'utilisation du gaz dans le secteur des transports et du biométhane, comme l'avait demandé la CRE dans sa délibération du 17 décembre 2014¹⁰.

3. Analyse préliminaire de la CRE

La CRE note que, en ce qui concerne les scénarios de consommation des secteurs résidentiel et industriel, la méthodologie de l'ENTSOG s'appuie sur les hypothèses des GRT, bien que des écarts liés aux différentes dates de publication des plans puissent exister.

La CRE a comparé les scénarios de demande fournis à l'ENTSOG par les GRT par rapport à ceux inclus dans leurs plans à 10 ans pour les secteurs résidentiel et industriel.

Dans le cas de GRTgaz, la CRE note qu'un seul scénario a été fourni à l'ENTSOG, et considéré comme le scénario A (intervenant dans la construction du scénario « vert » de l'ENTSOG). Le scénario B (intervenant dans la construction du scénario « gris » de l'ENTSOG) a ensuite été construit par l'ENTSOG en diminuant les prévisions de consommation du scénario A de 8 à 11% selon les cas.

La CRE constate que le scénario de référence du plan à 10 ans de GRTgaz est compris entre les scénarios A et B ainsi utilisés par l'ENTSOG, et est à ce titre cohérent.

Dans le cas de TIGF, la CRE note que deux scénarios distincts A et B ont bien été fournis à l'ENTSOG.

La CRE constate qu'un seul scénario est présenté dans le plan à 10 ans de TIGF. Ce scénario, quoique comportant des hypothèses de consommation plus élevées, apparaît cohérent avec le scénario A fourni à l'ENTSOG.

Concernant la demande de gaz pour la production d'électricité, la CRE note que GRTgaz a utilisé dans ses scénarios des hypothèses cohérentes avec le scénario « Nouveau mix » du schéma décennal de RTE, qui correspond pour la France à la « Vision 3 : transition verte » du plan de développement des réseaux de l'ENTSOE, qui a elle-même servi de base à la construction du scénario « vert » du plan de développement des réseaux de l'ENTSOG.

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

C. Hypothèses d'évolution d'injection de biométhane dans les réseaux

La production de biométhane s'inscrit dans la dynamique de la transition énergétique : la valorisation des déchets organiques est considérée comme une énergie renouvelable ; à ce titre, elle participe à l'objectif de 10% d'énergie renouvelable dans la consommation française de gaz naturel à l'horizon 2030, fixé par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

1. Hypothèses d'évolution de la production de biométhane dans le plan de développement des réseaux de l'ENTSOG

Le plan de l'ENTSOG fonde ses prévisions sur les projections des GRT européens ainsi que

¹⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 décembre 2014 relative à l'examen du plan décennal de développement et portant décision d'approbation du programme d'investissements pour l'année 2015 de GRTgaz

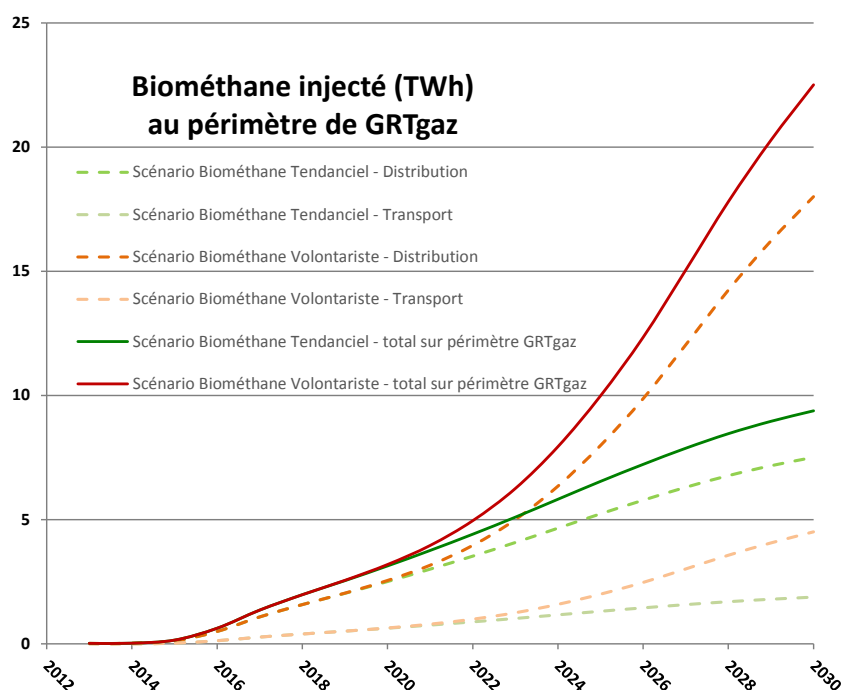
sur le rapport 2013 de l'association européenne du biogaz¹¹. Trois scénarios ont été retenus : Maximum, Intermédiaire et Minimum. Le scénario intermédiaire est basé sur les projections transmises par les GRT en 2012, tandis que les scénarios minimum et maximum ont été réalisés par ENTSOG sur la base d'autres sources.

Le scénario central est fortement influencé par les hypothèses françaises du développement de la production de biométhane qui représente 60% du biométhane européen produit en 2035. La production de biométhane en France, à l'horizon 2030, varie entre 25 TWh dans le scénario Minimum, 90 TWh dans le scénario intermédiaire et 100 TWh dans le scénario Maximum.

2. Hypothèses d'évolution d'injection de biométhane dans les réseaux en France à l'horizon des plans à dix ans des GRT

Début 2015, six sites d'injection de biométhane étaient recensés sur le réseau de distribution français, pour une production d'environ 50 GWh en 2014. L'année 2015 a été marquée par les premières injections de biométhane sur les réseaux de transport de GRTgaz et TIGF, respectivement par les usines de méthanisation de Chagny et de Biovilleneuveois. Au total, une vingtaine de projets auront été mis en service en France fin 2015 sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel.

GRTgaz prévoit que les projets actuellement en portefeuille permettront l'injection de près de 1 TWh/an de biométhane à l'horizon 2020. Au-delà de cet horizon, le GRT aligne ses prévisions sur la feuille de route de l'ADEME, qui anticipe un développement significatif de la filière à partir de 2022-2023 pour atteindre un volume de biométhane injecté à l'horizon 2030 de 12 TWh (dont 9 TWh au périmètre GRTgaz) dans sa trajectoire « Tendancielle », et de 30 TWh (dont 22,5 TWh au périmètre GRTgaz) dans sa trajectoire « Volontariste ».



¹¹ Green Gas Grids: Proposal for a European Biomethane Roadmap, European Biogas Association, December 2013

TIGF anticipe quant à lui un développement de la filière biométhane au rythme de deux nouvelles unités de production raccordées chaque année (90 à 750 m³/h), et a identifié plusieurs dizaines de sites potentiels de production.

Depuis 2014, GRTgaz et TIGF sont les gestionnaires du registre des capacités d'injection sur leurs zones respectives ; le registre de gestion des capacités a fait l'objet d'une informatisation en 2015. Cet outil permet aux GRT, qui bénéficient d'une vision globale des consommations sur le réseau, d'assurer la gestion des réservations et des allocations des capacités d'injection aux différents porteurs de projets.

3. Analyse préliminaire de la CRE

La CRE note que les plans de l'ENTSOG et des GRT mettent en évidence un important développement de la filière biométhane, qui s'inscrit dans la dynamique instaurée par la loi de transition énergétique. Les données utilisées dans le plan de l'ENTSOG correspondent à une appréciation fournie en 2012 par les GRT du potentiel de production de biométhane en France qui conduit à des projections singulièrement plus élevées que celles par ailleurs remise à jour par les GRT dans leurs plans nationaux qui sont fondées sur les prévisions de l'ADEME et de GRDF.

A ce stade, la CRE considère que les prévisions d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz ont une influence sur les besoins d'investissement des opérateurs de transport.

En matière d'impact sur les besoins d'investissements, GRTgaz prévoit que ce développement pourrait nécessiter, dans un nombre limité de cas, l'installation d'équipements (compression, vanne de régulation, ...) qui permettent une circulation bi-directionnelle des flux sur le réseau régional de gaz.

Question 3 : Avez-vous des remarques sur les différents scénarios de prévisions d'injection de biométhane à l'horizon 2024 ?

D. Les projets de développement identifiés par les GRT dans les plans à 10 ans

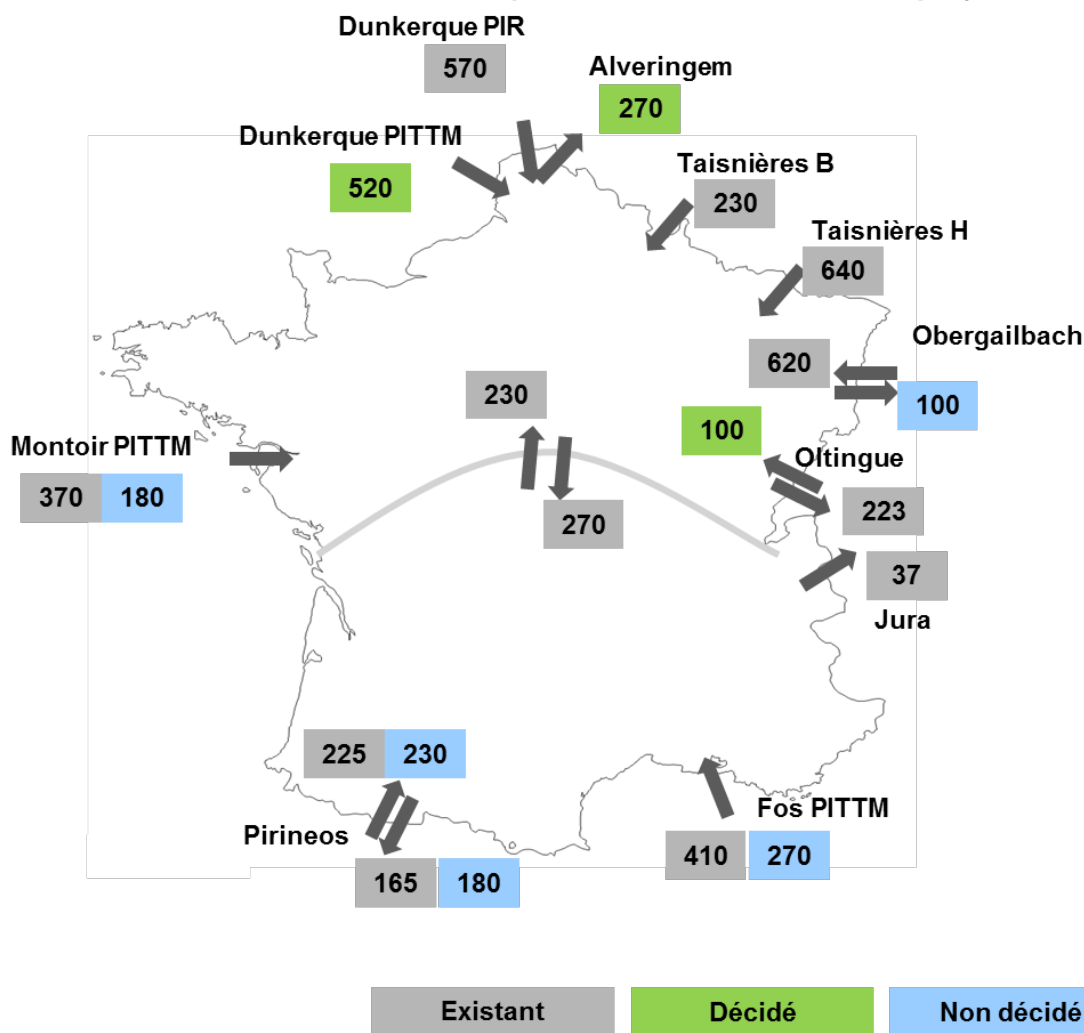
1. Evolution de l'offre de capacités de transport sur le réseau français en 2015

Au 1^{er} janvier 2015, les capacités fermes d'entrée en France s'élèvent à 3 005 GWh/j (contre 2345 GWh/j en 2005) 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 425 GWh/j.

D'ici la fin de l'année 2015, GRTgaz mettra en service les ouvrages nécessaires au raccordement du nouveau terminal méthanier de Dunkerque et à la création d'un point de sortie vers la Belgique (canalisation Cuvilly-Dierrey, artère des Flandres, stations d'interconnexion et de comptage), et TIGF ceux nécessaires à l'augmentation des capacités d'interconnexion avec l'Espagne (Bariatou).

Etat des lieux de l'offre de capacités en France en 2015 et projets



Sources : GRTgaz, TIGF

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

La mise en service du projet de l'Arc de Dierrey¹², approuvé par la CRE dans sa délibération du 22 décembre 2011¹³, 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. La deuxième phase du projet de l'Arc de Dierrey contribuera à la décongestion de la liaison Nord-Sud.

ii. Le développement de capacités physiques de sortie de la France vers la Belgique (Alveringem)¹⁴

Le raccordement 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 Alveringem. GRTgaz a lancé en mai 2010, en

¹² Ce projet est inscrit sur la liste des « Projets d'Intérêt Commun » (PIC) adoptée par la Commission européenne le 14 octobre 2013

¹³ Délibération de la CRE du 22 décembre 2011 portant décision sur les conditions de raccordement du terminal méthanier de Dunkerque au réseau de GRTgaz

¹⁴ Retenu comme PIC

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 partagée 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.

iii. L'augmentation des capacités à Biriadou

La demande exprimée lors de la seconde *open season* lancée dans le cadre de l'Initiative régionale Sud en 2010 a été suffisante pour renforcer l'interconnexion avec l'Espagne à Biriadou en portant sa capacité ferme à 60 GWh/j dans le sens Espagne vers France en décembre 2015, soit une capacité totale de 225 GWh/j au PIR Pirineos dans le sens Espagne-France. Le plan de TIGF est conforme aux résultats de cette *open season*. Par ailleurs, 60 GWh/j de capacités interruptibles dans le sens France vers Espagne seront créés.

2. Les développements décidés

i. Une place de marché unique en France en 2018

La CRE a retenu, dans sa délibération du 7 mai 2014¹⁵, 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 2014¹⁶, elle a fixé les budgets cibles de ces projets (respectivement 650 M€ et 152 M€) et déterminé les paramètres de régulation incitative qui leur sont applicables.

Le projet Val de Saône consiste à doubler l'artère de Bourgogne entre Etrez et Voisines, à renforcer la puissance de la station de compression et à adapter en conséquence les interconnexions d'Etrez, Palleau et Voisines. Il figure parmi la liste des Projets d'Intérêt Commun (PIC) annexée au règlement européen délégué n°1391/2013 du 14 Octobre 2013¹⁷ (projet n°5-7), confirmant son importance pour l'intégration des marchés en Europe, ce qui lui permet de bénéficier d'une aide financière de l'Union Européenne pour un montant proche de 60 M€. Le coût du projet, hors subvention, est supporté par le marché français.

Depuis la rédaction du dernier plan de développement des réseaux de l'ENTSO, GRTgaz a pris en septembre 2015 sa décision finale d'investissement, et indique une mise en service prévisionnelle en 2018.

En ce qui concerne le projet Gascogne-Midi sur le réseau de TIGF, l'opérateur a pris sa décision finale d'investissements fin 2014, et mène actuellement les études d'avant-projet, pour une mise en service prévisionnelle en 2018.

La CRE constate que TIGF et GRTgaz indiquent une mise en service des infrastructures en 2018, en cohérence avec les hypothèses retenues dans la délibération de la CRE du 7 mai 2014.

¹⁵ Délibération de la CRE du 7 mai 2014 portant Orientations relatives à la création d'une place de marché unique en France en 2018

¹⁶ Délibération de la CRE du 30 octobre 2014 portant décision relative au mécanisme de régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne Midi

¹⁷ 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

ii. La création de capacités rebours à Oltingue (2018)

Le projet vise à la création de capacités d'entrée à Oltingue, point d'interconnexion entre la France et la Suisse. GRTgaz a décidé en 2015 le lancement des investissements d'adaptation de la station de comptage d'Oltingue (dont l'odorisation) et de la station de compression de Morelmaison, qui permettront la création de capacités d'entrée de 100 GWh/j, qui pourront être portées jusqu'à 200 GWh/j. Le coût du projet est désormais estimé à environ 15 M€. La CRE a approuvé, dans sa délibération du 17 décembre 2014, la création des 100 GWh/j de capacités quasi-fermes pour un montant de 12 M€ ($\pm 30\%$).

GRTgaz prévoit une mise en service de ces capacités en 2018, simultanément avec la mise à disposition des capacités de sortie en Italie et de transit sud-nord en Suisse.

iii. Conversion de la zone desservie en gaz B

Le périmètre Gaz B (gaz à bas pouvoir calorifique) du réseau de GRTgaz est approvisionné par le gisement néerlandais de Groningue. Or l'exploitation de ce gisement, aujourd'hui en phase de déplétion avancée, provoque des phénomènes sismologiques. Le gouvernement néerlandais a ainsi annoncé que les contrats d'exportation ne seraient pas renouvelés.

Les volumes livrés aux consommateurs de la zone gaz B de GRTgaz vont décroître à partir de 2024 jusqu'à extinction au plus tard en 2029. Afin d'assurer la continuité d'approvisionnement des 1,3 millions de consommateurs concernés, GRTgaz envisage une adaptation progressive des installations afin de convertir la zone au gaz H (gaz à haut pouvoir calorifique). Les opérations, qui s'étaleront entre 2021 et 2029, seront menées en partenariat avec Storengy et GRDF. Les études techniques sont en cours.

3. Les autres projets à l'étude

i. Les développements du cœur de réseau de GRTgaz (Eridan et Arc lyonnais)

Le projet Eridan consiste à doubler l'artère du Rhône, entre les stations de compression de Saint-Martin de Crau et de Saint-Avit, afin de renforcer les capacités de transport Sud-Nord et d'augmenter la flexibilité intra-journalière en zone Sud.

Cet investissement, décidé en 2011, n'a pas été retenu par la CRE dans sa délibération du 7 mai 2014 parmi les projets nécessaires à la fusion des zones nord et sud. Cette orientation a conduit au report du projet à l'horizon 2021-2022, en cohérence avec un éventuel développement de capacités depuis l'Espagne ou une augmentation des capacités d'émission des terminaux méthaniers de Fos. GRTgaz a estimé le coût total du projet à 620 M€ et indique qu'Eridan pourra être réalisé dans les 5 années qui suivront la confirmation d'un besoin.

En outre, le projet Arc Lyonnais est identifié pour accompagner des augmentations de capacités en Zone Sud supérieures à la capacité servie par Eridan (création de nouvelles capacités de regazéification dans les terminaux du sud de la France, augmentation des capacités d'interconnexion avec l'Espagne, etc.). Le projet correspond au doublement de la canalisation entre Saint-Avit et Etrez, .

ii. Midcat

Le projet Midcat (Midi-Catalogne) permettrait d'augmenter les capacités de transport entre la France et l'Espagne par la création d'une nouvelle interconnexion, à l'est des Pyrénées.

Les résultats de la dernière *open season*, qui s'est terminée en 2010, n'ont pas permis de déclencher le développement du projet. Toutefois, celui-ci pourrait être envisagé à l'horizon

2022. Un groupe de travail de haut niveau présidé par la Commission européenne réunissant les ministères espagnol, français et portugais a été créé afin de superviser la réalisation d'analyses coûts-bénéfices relatives aux interconnexions franco-ibériques.

iii. Le rebours vers l'Allemagne et l'odorisation décentralisée

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 nécessiterait, en plus des ouvrages devant être construits pour permettre la création de capacités, une évolution des pratiques d'odorisation.

Dans cette perspective, le projet Odicée étudie les solutions consistant, notamment, à décentraliser l'odorisation du gaz sur le réseau de GRTgaz.

Le coût total des investissements nécessaires à la mise en œuvre de l'odorisation décentralisée et à la construction des ouvrages nécessaires pour permettre les flux rebours vers l'Allemagne a été estimé à environ 600 M€.

Une installation pilote est en cours de mise en œuvre par GRTgaz sur deux sites, à Etroeungt et Bas Lieu (Nord), afin d'évaluer de manière plus fine la faisabilité technique ainsi que le coût de cette solution.

Compte tenu du temps nécessaire à la construction des ouvrages, le projet pourrait être envisagé à l'horizon 2022, sous réserve d'une demande de la part des acteurs de marché.

iv. Interconnexion avec le Luxembourg

Afin de permettre au Luxembourg de répondre aux critères du règlement n°994/2010¹⁸, le gestionnaire de réseau Creos avait demandé à GRTgaz d'étudier la possibilité de créer une interconnexion entre la France et le Luxembourg. En 2012, les coûts du projet avaient été évalués à 72 M€ pour une capacité créée de 40 GWh/j.

Compte tenu de la fusion entre les marchés belge et luxembourgeois pour créer le marché BeLux, effective depuis le 1^{er} octobre 2015, Creos a décidé de l'annulation du projet.

La CRE considère donc, à ce stade, que le projet pourra être retiré du prochain plan à 10 ans de GRTgaz et du prochain plan de développement des réseaux de l'ENTSOG.

v. Le développement des infrastructures adjacentes

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 engagé au-delà de cette date.

Par ailleurs, à la suite de la suppression d'une des cuves du terminal, la capacité de regazéification de Fos Tonkin a été réduite de 5,5 à 3,6 Gm³/an en 2015 et atteindra 3,2 Gm³/an en 2016.

Le projet de développement d'un nouveau terminal méthanier à Fos (projet Fos Faster) a été annulé. GRTgaz l'a retiré de son plan à 10 ans.

En ce qui concerne les autres projets à l'étude, aucune décision finale d'investissement n'a été prise en 2015.

¹⁸ Règlement (UE) n°994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel.

	Mise en service prévue par les GRT	Mise en service prévue par l'ENTSOG	Capacités max. envisagées en Gm ³	Décidé
Extension de Montoir de Bretagne	2021	2021	16,5	Non
Extension de Fos Cavaou	2021	2020	16,5	Non

Le développement des stockages

Dans la continuité du précédent exercice, Storengy a confirmé à GRTgaz le gel de ses projets de développement, notamment le projet de développement du stockage de Hauterives.

La CRE constate une divergence entre le plan de développement des réseaux de l'ENTSOG et celui des GRT sur ce point. En effet, le plan européen considère le maintien des projets de stockage de Storengy. Cette situation peut s'expliquer par l'année de décalage entre la collecte des informations nécessaires à ces deux plans.

Le projet de développement du site de stockage de Manosque (Géométhane), visant à augmenter la capacité d'injection en 2019 et de la capacité de soutirage en 2020, est à ce stade en attente de décision.

E. Synthèse des analyses de la CRE

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'ENTSOG (2015-2024). Elle demandera à GRTgaz et TIGF de veiller à transmettre les informations les plus récentes à l'ENTSOG en vue de la publication du prochain plan décennal de développement des réseaux (2017-2026).

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 le plan de développement des réseaux de l'ENTSOG.

Question 4 : Les projets décidés de GRTgaz et de TIGF vous paraissent-ils refléter correctement les besoins du marché? Dans le cas contraire, sont-ils sous-évalués ou surévalués ?

Question 5 : Avez-vous d'autres remarques en ce qui concerne les plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF, en particulier concernant les autres projets à l'étude ?

F. 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 scénarios de prévisions de consommation de GRTgaz et TIGF à l'horizon des plans à 10 ans ?

Question 3 : Avez-vous des remarques sur les différents scénarios de prévisions d'injection de biométhane à l'horizon 2024 ?

Question 4 : Les projets décidés de GRTgaz et de TIGF vous paraissent-ils refléter correctement les besoins du marché? Dans le cas contraire, sont-ils sous-évalués ou surévalués ?

Question 5 : Avez-vous d'autres remarques en ce qui concerne les plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF, en particulier concernant les autres projets à l'étude ?

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 30 novembre 2015 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.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.