

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

## CONSULTATION PUBLIQUE DU 16 NOVEMBRE 2017 N° 2017-016 RELATIVE A L'ANALYSE DES PLANS DECENNAUX DE DEVELOPPEMENT DE GRTGAZ ET TIGF

### Cadre juridique

Le règlement (CE) n° 715/2009<sup>1</sup> prévoit, dans son article 8 §3-b, que le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour le gaz (ci-après « ENTSOG<sup>2</sup> ») adopte, tous les deux ans, un plan décennal non contraignant de développement des réseaux européens (ci-après « TYNDP »<sup>3</sup>), 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 dix 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 concernant les échanges internationaux ;
- les hypothèses et les 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 précise les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou mises à niveau durant les dix prochaines années, liste les projets d'investissement déjà décidés, identifie les nouveaux investissements à réaliser dans les trois ans et fournit 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.

La présente consultation publique a pour objet de recueillir l'avis des acteurs de marché sur les plans décennaux de développement des GRT. La CRE invite les parties intéressées à lui adresser leur contribution au plus tard le 1<sup>er</sup> décembre 2017.

Paris, le 16 novembre 2017.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,  
Le Président,

Jean-François CARENCO

<sup>1</sup> 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

<sup>2</sup> European network of transmission system operators in gas

<sup>3</sup> « Ten-year network development plan »

# SOMMAIRE

<b>1. CONTEXTE .....</b>	<b>3</b>
1.1 LE BILAN PREVISIONNEL PLURIANNUEL DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DANS LA TRANSITION ENERGETIQUE.....	3
1.2 PLAN DECENNAL DE DEVELOPPEMENT DE L'ENTSO (TYNDP) .....	3
1.3 CONSULTATION DES ACTEURS.....	3
<b>2. SCENARIOS D'EVOLUTION DE LA DEMANDE.....</b>	<b>4</b>
2.1 HYPOTHESES DE CONSOMMATION DE GAZ NATUREL EN FRANCE DANS LE BILAN PREVISIONNEL PLURIANNUEL DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX.....	4
2.1.1 L'évolution de la consommation sur les zones GRTgaz à l'horizon 2026.....	6
2.1.1 L'évolution de la consommation sur la zone TIGF à l'horizon 2026.....	7
2.2 HYPOTHESES DE CONSOMMATION DE GAZ NATUREL EN EUROPE DANS LE PLAN DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX DE L'ENTSO.....	8
2.3 ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE .....	8
<b>3. HYPOTHESES D'EVOLUTION D'INJECTION DE GAZ D'ORIGINE RENOUVELABLE DANS LES RESEAUX ...</b>	<b>9</b>
3.1 HYPOTHESES D'EVOLUTION D'INJECTION DE GAZ D'ORIGINE RENOUVELABLE DANS LES PLANS A DIX ANS.....	9
3.1.1 Biométhane.....	9
3.1.2 Power to gas.....	9
3.2 HYPOTHESES D'EVOLUTION DE LA PRODUCTION DE BIOMETHANE DANS LE PLAN DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX DE L'ENTSO.....	10
3.3 ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE .....	10
3.3.1 Biométhane.....	10
3.3.2 Power to gas.....	11
<b>4. LES PROJETS DE DEVELOPPEMENT IDENTIFIES PAR LES GRT DANS LES PLANS A 10 ANS .....</b>	<b>11</b>
4.1 PAS D'EVOLUTION DE L'OFFRE DE CAPACITES DE TRANSPORT EN 2017 .....	11
4.2 LES DEVELOPPEMENTS ATTENDUS EN 2018.....	13
4.2.1 La place de marché unique en France .....	13
4.2.2 La création de capacités d'entrée à Oltingue .....	13
4.2.3 Le projet pilote Power to gas.....	13
4.3 PROJETS A L'ETUDE .....	14
4.3.1 Les projets MidCat et STEP .....	14
4.3.2 Le rebours vers l'Allemagne et l'odorisation décentralisée .....	14
4.3.3 La conversion de la zone B en gaz H .....	14
4.3.4 Le développement des infrastructures adjacentes .....	15
4.3.4.1 Les capacités de regazéification .....	15
4.3.4.2 Les capacités de stockage.....	16
4.3.5 Le développement du réseau lié à la production d'électricité .....	16
4.3.6 L'accueil du biométhane sur les réseaux : le recours au rebours .....	16
<b>5. QUESTIONS .....</b>	<b>18</b>
<b>6. MODALITES DE REPONSE A LA CONSULTATION PUBLIQUE .....</b>	<b>18</b>

## **1. CONTEXTE**

### **1.1 Le bilan prévisionnel pluriannuel des gestionnaires de réseaux dans la transition énergétique**

La première programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)<sup>4</sup>, qui définit les orientations et les actions pour atteindre les objectifs de la politique énergétique définis aux articles L. 100-1, L. 100-2 et L. 100-4 du code de l'énergie, a été publiée le 28 octobre 2016. Elle définit notamment les objectifs suivants dans le secteur du gaz :

- atteindre une baisse de la consommation primaire de gaz comprise entre -9 et -16% en 2023 par rapport à 2012 ;
- atteindre une part du parc de poids lourds roulant au GNV (Gaz naturel véhicule) de 3% en 2023 et de 10% en 2030 ;
- développer la fourniture de GNL (Gaz naturel liquéfié) carburant marin dans les ports, et les infrastructures de GNL/GNV pour le carburant routier ;
- atteindre une capacité de production annuelle de biométhane injecté dans le réseau de plus de 8 TWh à l'horizon 2023 ;
- soutenir le développement du bioGNV pour atteindre 0,7 TWh consommé en 2018 et 2 TWh en 2023, dans la perspective que le bioGNV représente 20% des consommations de GNV en 2023, sur des segments complémentaires de ceux des véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables ;
- poursuivre et finaliser les études de conversion du gaz B du fait de l'extinction du gisement de Groningue (Pays-Bas) d'ici fin 2029. Finaliser également un scénario de secours au cas où une conversion accélérée serait rendue nécessaire par un arrêt plus rapide que prévu de l'exploitation du gisement de Groningue.

En outre, l'article L.141-10 du code de l'énergie modifié par la LTECV prévoit que « les gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel établissent au moins tous les deux ans, sous le contrôle de l'Etat, un bilan prévisionnel pluriannuel. Ce bilan prend en compte les évolutions de la consommation, des capacités de transport, de distribution, de stockage, de regazéification, de production renouvelable et des échanges avec les réseaux gaziers étrangers. »

En coordination avec GRDF et les ELD, GRTgaz et TIGF ont publié leur premier bilan prévisionnel pluriannuel à l'horizon 2035<sup>5</sup> le 27 octobre 2016. Il présente différents scénarios d'évolution de la consommation de gaz naturel détaillés ci-après. En novembre 2017, les opérateurs ont réalisé et publié une mise à jour du document pour la période 2017-2035. C'est sur ces résultats mis à jour que se fondent les plans décennaux 2017-2026 des GRT.

### **1.2 Plan décennal de développement de l'ENTSOG (TYNDP)**

Le règlement n°347/2013 a élargi le rôle du TYNDP, en prévoyant une méthodologie d'analyse coûts-bénéfices des systèmes énergétiques. Les analyses coûts-bénéfices des projets identifiés dans le TYNDP servent ensuite de support à la sélection des Projets d'Intérêt Commun (PIC) et à l'allocation transfrontalières des coûts prévue par le règlement.

### **1.3 Consultation des acteurs**

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 pour cela sur plusieurs dispositifs :

- la Concertation Gaz mise en place pour le marché français depuis 2008 ;
- les travaux menés au niveau européen dans le cadre des plans d'investissement régionaux<sup>6</sup> 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 échanges bilatéraux, notamment avec les opérateurs d'infrastructures adjacentes ;
- l'évaluation de la demande du marché dans le cadre du processus de capacité incrémentale prévu par le code de réseau européen sur l'allocation de capacité<sup>7</sup>.

<sup>4</sup> Une nouvelle PPE est en cours d'élaboration fin 2017

<sup>5</sup> [Bilan prévisionnel pluriannuel 2016](#)

<sup>6</sup> GRIP : Gas regional investment plan

<sup>7</sup> Règlement (UE) 2017/459 de la Commission du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz

Ces différents dispositifs permettent d'identifier l'émergence de nouveaux besoins, en complément des études de réseaux et des demandes des porteurs de projets (clients industriels, gestionnaires des infrastructures adjacentes).

L'évaluation de la demande du marché pour des capacités incrémentales a ainsi été conduite pour la première fois par les GRT au cours de l'année 2017<sup>8</sup>. Le rapport présentant les résultats de cette évaluation indique qu'aucun acteur n'a fait part d'une demande pour de nouvelles capacités aux points d'interconnexion entre le réseau de transport français et les réseaux de transport voisins.

La CRE, dans ses délibérations du 17 décembre 2015 demandait aux GRT de « *présenter régulièrement l'avancement des travaux d'élaboration de [leurs] plan à dix ans en concertation gaz, sans attendre [leurs] finalisation[s]* ». En 2016, les GRT et les GRD ont organisé en juin une réunion de concertation à destination de l'ensemble des acteurs de marché afin de présenter les hypothèses du bilan prévisionnel publié la même année.

En 2017, les GRT n'ont mené qu'une mise à jour du bilan prévisionnel publié en 2016. GRTgaz et TIGF ont présenté leurs plans décennaux de développement 2017-2026 dans le cadre de la Concertation Gaz du 24 octobre 2017. TIGF a publié son plan décennal<sup>9</sup> le 27 octobre sur son site internet. GRTgaz devrait publier son plan décennal mi-novembre.

La CRE estime qu'un point d'information dans le cadre de la Concertation gaz plus tôt au cours de l'année aurait permis de présenter aux acteurs de marché les évolutions de la demande de gaz et de recueillir leurs avis sur l'évolution des scénarios. En conséquence, la CRE rappelle sa demande d'informations des acteurs de marché en cours d'année afin de présenter un état d'avancement des hypothèses et des projets retenus dans les plans décennaux des GRT.

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

## 2. SCENARIOS D'EVOLUTION DE LA DEMANDE

### 2.1 Hypothèses de consommation de gaz naturel en France dans le bilan prévisionnel pluriannuel des gestionnaires de réseaux

Conformément à l'article L. 141-10 du code de l'énergie, GRDF, GRTgaz, le SPEGNN<sup>10</sup> et TIGF ont publié le 27 octobre 2016 le premier bilan prévisionnel pluriannuel<sup>11</sup> présentant leurs prévisions de l'évolution de la consommation de gaz et de la production de gaz renouvelable en France à l'horizon 2035. Ce bilan prévisionnel se structure autour de trois scénarios A (scénario de référence), B (scénario volontariste) et C (scénario bas). Ces trois scénarios sont compatibles avec les objectifs de la PPE. En 2017, le bilan prévisionnel a fait l'objet d'une mise à jour de certaines hypothèses, notamment en tenant compte de l'évolution de la consommation de gaz réalisée en 2016. Dans le cadre des plans décennaux des GRT, les prévisions de demande de gaz sont présentées à l'horizon 2026. Les chroniques sont prolongées à titre indicatif jusqu'à 2035.

	Inducteurs des scénarios	Scénario A (central)	Scénario B (scénario haut)	Scénario C (scénario bas)
Déterminants principaux	Démographie	Suivi de l'évolution du nombre ménage		
	Croissance économique	Modérée	Plus soutenue	Plus Faible
	Efficacité énergétique	Élevée	Plus importante	Plus faible
Déterminants secondaires	Rénovation du bâti	Élevée	Plus importante	Moins importante
	Développement des renouvelables	Élevé	Important	Moins important
	Substitutions	Modérées	Elevées	Faibles

<sup>8</sup> <https://www.entsog.eu/publications/incremental-capacity/2017#INCREMENTAL-CAPACITY--DEMAND-ASSESSMENT-2017>

<sup>9</sup> Plan décennal de TIGF

<sup>10</sup> Syndicat professionnel des entreprises gazières municipales et assimilées

<sup>11</sup> Bilan prévisionnel pluriannuel 2016

Mobilité gaz	Élevée	Très élevée	Faible
Contraintes CO2	Élevée	Très élevée	Faible

Source : bilan prévisionnel des opérateurs d'infrastructures régulées 2016

### Scénarios présentés dans le bilan prévisionnel pluriannuel 2016 des opérateurs

- Le scénario A – trajectoire centrale

Le scénario A sert de référence, avec un choix d'hypothèses conforme à l'évolution probable du contexte structurel, économique et réglementaire.

Il se base sur un ensemble d'hypothèses visant à maintenir la tendance actuelle de développement des énergies renouvelables et des économies d'énergie. Cette baisse du volume global des consommations de gaz en France est principalement due à la réduction des consommations unitaires. La baisse décrite est partiellement compensée par une hausse du recours au gaz dans le secteur résidentiel et tertiaire, ainsi que par le renforcement de la place du gaz dans l'industrie et la production d'électricité, du fait de sa compétitivité économique et de son avantage environnemental vis-à-vis du charbon et du fioul – notamment sur les émissions de CO<sub>2</sub> et de particules. Le scénario A retient que les mécanismes d'aide à l'acquisition de véhicules GNV et de soutien au développement des stations GNV participeront à la croissance de la filière mobilité.

- Le scénario B – trajectoire haute

Le scénario B constitue la trajectoire haute. Ce scénario s'inscrit dans un contexte où le gaz est largement disponible sur le marché, avec un retour du GNL vers l'Europe et une meilleure compétitivité du gaz. Le gaz est notamment utilisé de manière accrue pour la production d'électricité. Son usage progresse également dans l'industrie et pour le chauffage domestique et tertiaire. Le gaz carburant est par ailleurs incité, ainsi que le développement de la production de gaz renouvelable.

- Le scénario C – trajectoire basse

Ce scénario est marqué par les conséquences de nouvelles réglementations environnementales visant à réduire la demande de gaz. L'objectif de réduction de 30 % de la consommation d'énergie fossile par rapport au niveau de 2012 est appliqué uniformément aux usages du gaz, du pétrole et du charbon sans tenir compte des meilleures performances environnementales du gaz par rapport au pétrole et au charbon.

- Une trajectoire unique pour la production d'électricité à partir de gaz

Compte tenu de la demande de gaz élevée en 2016 pour les centrales électriques et les cogénérations, les opérateurs ont revu les hypothèses prises en compte dans le bilan prévisionnel pluriannuel 2016, qui prévoyaient deux trajectoires haute et basse de la demande de gaz pour ce secteur. Pour les plans décennaux 2017-2026, ils retiennent la trajectoire haute avec une mise à jour du réalisé 2016.

Ainsi, GRTgaz propose une trajectoire unique avec un niveau soutenu de consommation. Sur la période 2017-2025, le parc de centrales électriques a une puissance de 6,3 GWe et est complété en 2022 par la centrale de Landisvieu. La demande de gaz des centrales est fixée à 40 TWh par an, complétée de 30 TWh/an pour les cogénérations, soit au total 70 TWh/an.

Sur la zone TIGF, l'opérateur considère deux scénarios alternatifs : un scénario où la production d'électricité à partir de gaz ne varie pas à l'horizon du bilan prévisionnel, en l'absence d'installations de production (scénarios A et C). Dans le scénario B, TIGF envisage la mise en service d'une centrale sur sa zone en 2021 (+4 TWh/an).

### 2.1.1 L'évolution de la consommation sur les zones GRTgaz à l'horizon 2026

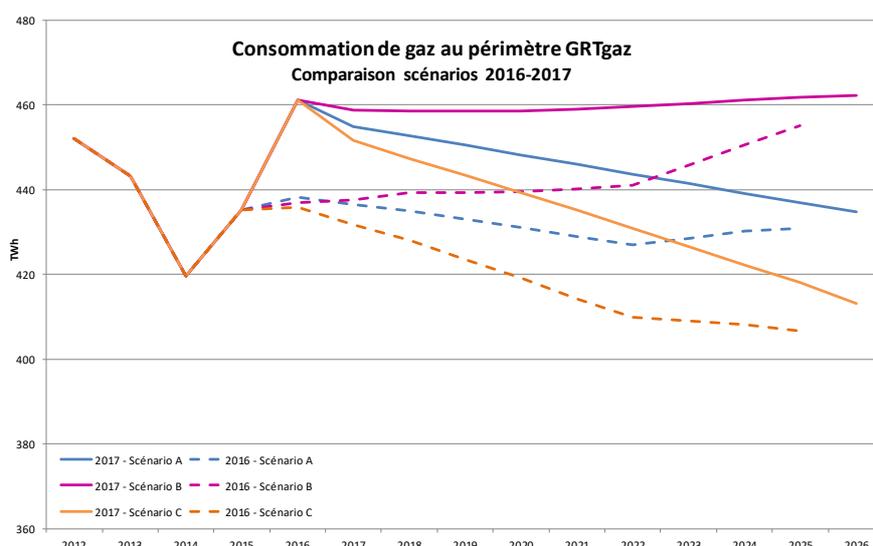
La consommation sur les zones d'équilibrage de GRTgaz s'élève à 461 TWh en 2016, en hausse de 6 % par rapport au niveau de 2015. Cette hausse s'explique en particulier par la production d'électricité à partir de gaz, dont le recours a été plus élevé que prévu, notamment en lien avec l'arrêt simultané de plusieurs réacteurs nucléaires.

Sur la base des scénarios du bilan prévisionnel revus en 2017, GRTgaz présente l'évolution de la demande de gaz à l'horizon 2026. Il estime un écart de consommation total sur ses zones d'équilibrage de 49 TWh entre le scénario haut (B), qui s'élève à 462 TWh et le scénario bas (C) à 413 TWh à l'horizon 2026.

Segment	Réalisé 2016	Prévisionnel 2026		
		Scénario A	Scénario B	Scénario C
Résidentiel	143.4	123.2	128.1	118.4
Tertiaire	82.8	75.3	77.7	71.6
Industrie	157.4	150.9	161.2	139.8
Prod. Elec.	72.5	70.0	70.0	70.0
Mobilité gaz	1.0	10.9	20.5	9.2
Auto-consommation	4.0	4.4	4.7	4.2
Consommation	461.1	434.7	462.2	413.2
Evolution annuelle 2017/26	-	-0.5 %	+0.1 %	-1.0%
PDD 2016-2025	-	-1.3%–0.2%	+0.4%	-2.0%

Source : GRTgaz, TIGF

GRTgaz prévoit une baisse de la consommation dans deux scénarios sur trois, dans le scénario central et le scénario baissier. Dans le scénario central, GRTgaz prévoit un niveau de consommation en baisse par rapport au niveau réalisé en 2016, à 435 TWh.



Depuis les travaux menés en 2016, GRTgaz a revu ses scénarios en prenant notamment en compte le niveau de consommation réalisé en 2016, notamment en matière de production d'électricité à partir de gaz. En conséquence, le point d'arrivée attendu en 2026 est en hausse par rapport au point de sortie présenté dans le plan décennal précédent.

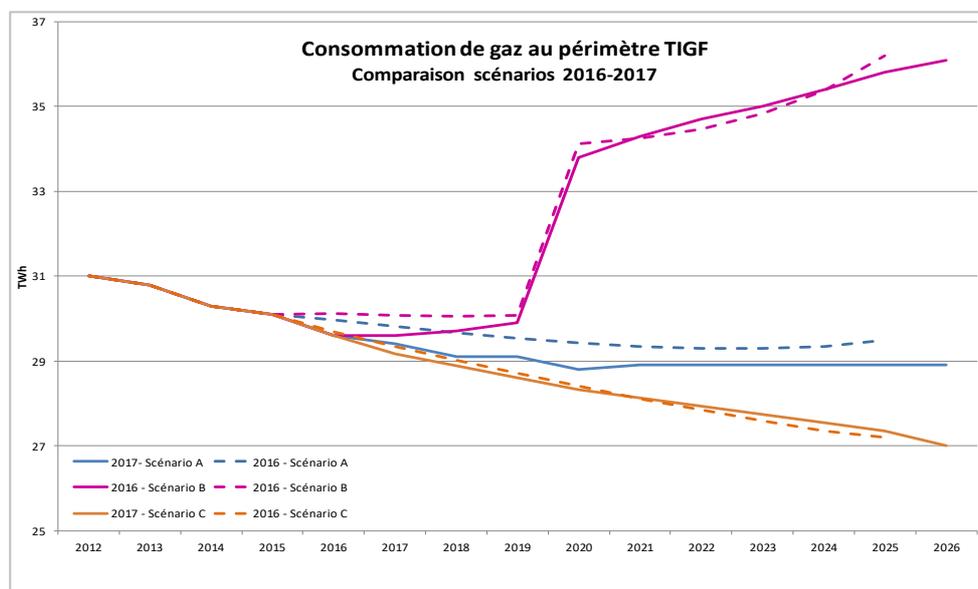
### 2.1.1 L'évolution de la consommation sur la zone TIGF à l'horizon 2026

A partir du bilan prévisionnel revu en 2017, TIGF a estimé la demande de gaz au niveau de sa zone d'équilibrage. La consommation à la maille TIGF s'élève à 29,6 TWh en 2016, en hausse de 2 % par rapport au niveau de 2015.

Sur la base des scénarios du bilan prévisionnel revu en 2017, TIGF présente l'évolution de la demande de gaz à l'horizon 2026. Il estime un écart de consommation total sur ses zones d'équilibrage de 9 TWh entre le scénario haut (B), qui s'élève à 36 TWh et le scénario bas (C) à 27 TWh à l'horizon 2026.

Segment	Réalisé 2016	Prévisionnel 2026		
		Scénario A	Scénario B	Scénario C
Résidentiel	12.8	11.0	11.4	10.6
Tertiaire	6.3	5.7	5.9	5.4
Industrie	9.3	9.0	9.7	8.2
Prod. Elec.	1.0	1.0	5.0	1.0
Mobilité gaz	0.2	2.2	4.1	1.8
Consommation 2016/2026	29.6	28.9	36.1	27.0
Evolution annuelle 2017/26	-	-0.2%	+1.3%	-1.0%
<i>PDD 2016-2025</i>	-	-0.2%	+1.9%	-1.0%

TIGF prévoit une baisse de la consommation dans deux scénarios sur trois, dans le scénario central et dans le scénario baissier. A l'horizon 2026, TIGF prévoit un niveau de consommation en légère diminution par rapport au niveau de 2016, à 28,9 TWh. Dans le scénario volontariste (B), TIGF prévoit notamment l'installation d'une centrale à cycle combiné et un fort développement de la mobilité gaz.



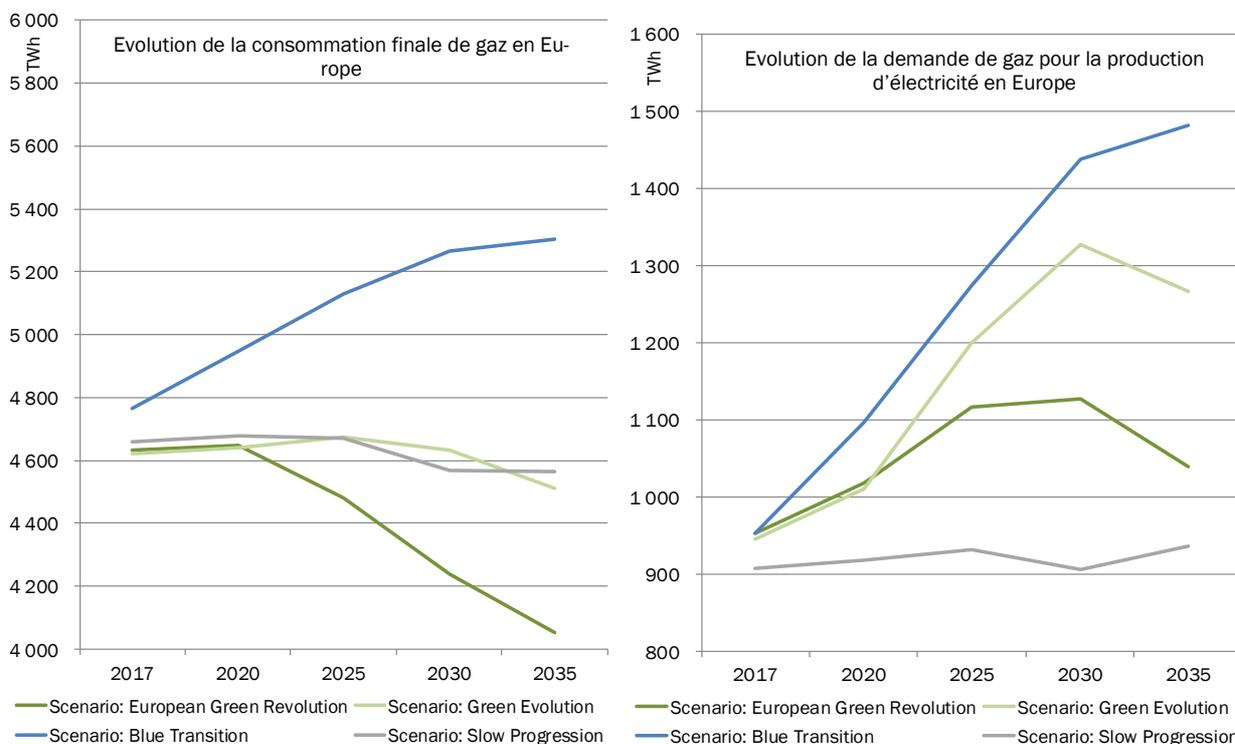
La consommation sur la zone TIGF étant en baisse en 2017, par rapport au niveau de 2016, la comparaison des plans décennaux montre une diminution plus forte des consommations à l'horizon 2026.

## 2.2 Hypothèses de consommation de gaz naturel en Europe dans le plan de développement des réseaux de l'ENTSOG

Le TYNDP 2017 a été publié le 28 avril 2017. Il a fait l'objet d'un avis de la part de l'Agence pour la Coopération des Régulateurs de l'Energie (ACER) en date du 15 mars 2017<sup>12</sup>. Pour son élaboration, les GRT ont transmis leurs hypothèses de prévisions de consommation et d'injection de gaz ainsi que la liste des projets présentés dans leurs plans décennaux 2015.

Dans le cadre du TYNDP 2017, l'ENTSOG a retenu quatre scénarios :

- le scénario « *slow progression* » présente une stabilité des indicateurs actuels et estime une baisse de 2 % de la consommation finale de gaz. La demande de gaz pour la production d'électricité, estimée à 1 000 TWh en 2017 reste à un niveau équivalent à l'horizon 2035 ;
- le scénario « *blue transition* » prévoit une forte hausse de la consommation de gaz, en lien notamment avec une avancée du gaz au détriment du charbon dans la production d'électricité et le développement du GNV. Il prévoit une hausse de 10 % de la consommation entre 2017 et 2035, soit une demande de gaz qui s'élève à 5 300 TWh, à comparer au niveau estimé en 2017 d'environ 4 650 TWh. La demande de gaz pour la production d'électricité, estimée à 1 000 TWh en 2017 devrait augmenter à 1 500 TWh à l'horizon 2035 ;
- le scénario : « *Vision 4* », composé de deux variantes « *green evolution* » et « *European green revolution* ». Dans ces deux scénarios, le gaz est en forte concurrence avec l'électricité dans les secteurs du chauffage et de la mobilité. Il prévoit une baisse estimée à 12 % de la consommation finale de gaz à l'horizon 2035, la consommation de gaz européenne étant estimée à 4 000 TWh.



Source : ENTSOG

### Demande totale de gaz dans les scénarios du plan de développement des réseaux 2017 de l'ENTSOG

## 2.3 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE constate, pour la mise à jour du bilan prévisionnel, que les GRT et GRD ont réalisé un travail coordonné d'analyse, quant à la construction de trois scénarios pour le bilan prévisionnel pluriannuel.

La CRE constate que les scénarios (à l'exception du scénario B qui est un scénario volontariste pour une transition énergétique avec transferts d'usages vers le gaz) sont dans la fenêtre de réduction de consommation de gaz indiqué par la PPE, entre -9% et -16% en 2023 par rapport à 2012, si on exclut la demande de gaz pour la production d'électricité.

<sup>12</sup> Avis de l'ACER



A l'horizon 2030, dans le cadre des objectifs 2030 de la LTECV, le scénario A, scénario de référence, et le scénario C, scénario bas, sont proches de l'objectif de réduction de 30% de la consommation primaire d'énergie fossile en 2030 par rapport à 2012, si on exclut la demande de gaz pour la production d'électricité.

En ce qui concerne la production d'électricité, RTE n'avait pas encore mis à jour son bilan prévisionnel 2017 lors de l'élaboration des plans décennaux. En 2016, les GRT avaient retenu les hypothèses du scénario « Nouveau mix » du bilan prévisionnel 2014 de RTE pour construire deux variantes (variante haute et variante basse). En 2017, les GRT ont fondé leur trajectoire de production d'électricité sur cette variante haute et le réalisé 2016.

Par ailleurs, les opérateurs prévoient une augmentation de la part de gaz vert dans la demande à l'horizon des plans décennaux, en remplacement du gaz fossile.

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

### **3. HYPOTHESES D'EVOLUTION D'INJECTION DE GAZ D'ORIGINE RENOUVELABLE DANS LES RESEAUX**

#### **3.1 Hypothèses d'évolution d'injection de gaz d'origine renouvelable dans les réseaux dans les plans à dix ans**

GRTgaz a lancé en 2016 un programme SmartGrid, articulé autour de quatre axes :

- Maximiser l'insertion des énergies renouvelables au meilleur coût ;
- Coupler les réseaux gaz et électricité entre eux ;
- Améliorer l'efficacité des réseaux ;
- Offrir des informations permettant aux parties prenantes d'agir plus efficacement.

Ce programme a été présenté à la CRE, dans le cadre du projet d'entreprise GRTgaz 2020 lors des travaux tarifaires relatifs à l'ATRT6. TIGF a également présenté un programme de recherche et innovation (R&I), dont une partie porte sur le développement du biogaz.

##### **3.1.1 Biométhane**

Au 15 octobre 2017, 40 sites d'injection de biométhane sont en service en France. Parmi eux, deux sites d'injection sont directement raccordés depuis 2015 aux réseaux de transport de GRTgaz (usine de méthanisation de Chagny) et de TIGF (usine de méthanisation de Biovilleneuveois). Les capacités d'injection en file d'attente s'élèvent à plus de 7 TWh.

La PPE fixe comme objectif d'atteindre une capacité de production de biométhane injecté dans le réseau de plus de 1,7 TWh à partir de 2018 et de 8 TWh en 2023, soit 6 TWh au périmètre GRTgaz et 2 TWh au périmètre TIGF. Par ailleurs, la LTECV fixe un objectif de 10% d'énergie renouvelable dans la consommation de gaz en France en 2030, soit 12 TWh au niveau national (9 TWh au périmètre GRTgaz et 3 TWh au périmètre TIGF).

Lors des ateliers de préparation de la prochaine PPE<sup>13</sup>, les opérateurs ont présenté de nouveaux scénarios d'évolution. Ces derniers visent désormais 90 TWh de gaz vert<sup>14</sup> injecté dans les réseaux à l'horizon 2030.

L'ADEME, GRDF et GRTgaz ont lancé une étude en 2016 pour instruire la possibilité d'avoir un approvisionnement à 100% de gaz renouvelable à l'horizon 2050. Les résultats sont attendus début 2018. La précédente feuille de route de l'ADEME<sup>15</sup> prévoyait un objectif de 30 TWh à l'horizon 2030, dans son scénario volontariste.

EN 2017, TIGF a signé trois nouveaux contrats de raccordement. Par ailleurs, l'opérateur, dans son plan décennal 2016-2026, prévoit le raccordement d'un site d'injection par an jusqu'en 2023, puis le raccordement de deux sites par an.

##### **3.1.2 Power to gas**

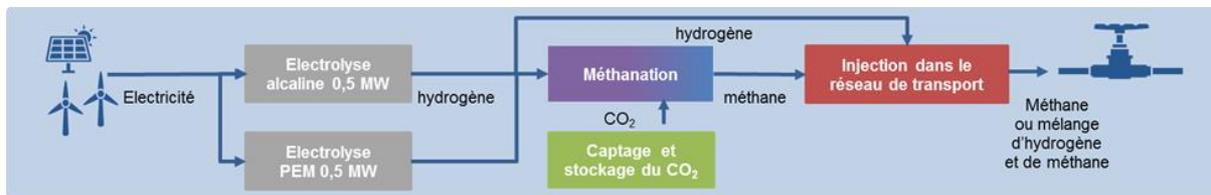
Le *Power to gas* consiste à transformer de l'électricité en gaz, pour permettre le stockage d'électricité. L'objectif de la filière est de favoriser l'insertion des énergies intermittentes, en facilitant l'équilibrage des réseaux électriques et

<sup>13</sup> La prochaine PPE est attendue pour fin 2018 et portera sur la période 2018-2024.

<sup>14</sup> Le gaz vert porte sur le gaz issu de la méthanisation, de la gazéification et du power-to-gaz

<sup>15</sup> Feuille de route de l'ADEME 2014

en valorisant les surplus de production d'électricité d'origine renouvelable. L'hydrogène produit au cours du processus d'électrolyse peut ensuite être directement injecté dans les réseaux (en petite quantité) ou être converti en méthane (CH<sub>4</sub>) de synthèse par association avec du CO<sub>2</sub> (valorisation après capture d'émissions de CO<sub>2</sub> issues de processus industriels, agricoles ou de la production d'électricité), injectable dans les réseaux de gaz. Le méthane de synthèse produit est par nature un gaz renouvelable.



Source : Bilan prévisionnel pluriannuel

### Schéma du principe du projet JUPITER 1000

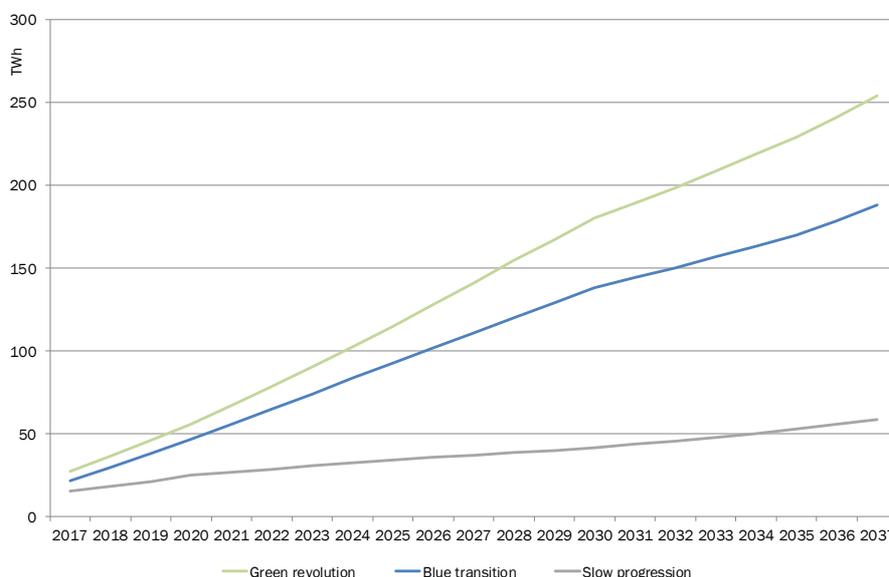
Dans le cadre de leurs programmes de recherche et développement, RTE et GRTgaz ont signé en 2016 un partenariat visant à identifier et valoriser les couplages entre le gaz et l'électricité. Dans ce cadre, les opérateurs se sont engagés dans un projet de *Power to gas*, le projet Jupiter 1000, localisé à Fos sur mer, qui devrait être opérationnel en 2018.

Néanmoins, les GRT n'anticipent pas à ce stade de développement rapide à l'échelle industrielle de la filière.

### 3.2 Hypothèses d'évolution de la production de biométhane dans le plan de développement des réseaux de l'ENTSO

Au niveau européen, les travaux menés dans le cadre du TYNDP 2017<sup>16</sup> prennent en compte une hausse des injections de biométhane à l'horizon 2035 selon les trois scénarios :

- « *Slow progression* » où le niveau pourrait atteindre 53 TWh : au niveau France, le niveau d'injection de biométhane est estimée à 0,6 TWh ;
- « *Blue transition* » avec un niveau prévisionnel à 170 TWh : au niveau France, l'injection de biométhane est estimée à 12 TWh ;
- « *Green revolution* » où le niveau pourrait atteindre 229 TWh : au Niveau France, le niveau prévisionnel d'injection de biométhane s'élève à 38 TWh.



Source : ENTSOG

### Evolution de la production de biométhane

#### 3.3 Analyse préliminaire de la CRE

##### 3.3.1 Biométhane

<sup>16</sup> TYNDP 2017 – projections d'injection de biométhane



Les plans de l'ENTSOG et des GRT mettent en évidence un important développement de la filière biométhane en cohérence, pour la France, avec la dynamique instaurée par la loi de transition énergétique.

La CRE constate que les données affichées par l'ENTSOG pour le TYNDP 2017 sont issues des plans à dix ans 2015-2024 des GRT, fondés, pour GRTgaz, sur la feuille de route de l'ADEME :

- le scénario « *Blue transition* » correspond à l'hypothèse tendancielle de 12 TWh injectés en 2030, dont 9 TWh sur le réseau de GRTgaz ;
- le scénario « *Green revolution* » correspond à l'hypothèse volontariste de 30 TWh injectés en 2030, dont 22,5 TWh sur les réseaux de GRTgaz<sup>17</sup>.

Par ailleurs, les scénarios « *Green revolution* » et « *Blue transition* » présentés par l'ENTSOG sont cohérents avec les objectifs de la PPE d'un niveau de 8 TWh injecté dans les réseaux en 2023.

En ce qui concerne les hypothèses d'injection de gaz vert présentées en 2017, les GRT proposent une nouvelle trajectoire de 90 TWh à l'horizon 2030. Cet objectif ambitieux correspond à 30 % de gaz vert injecté dans les réseaux, ce qui va au-delà des objectifs de la LTECV (10 % d'énergie renouvelable dans la consommation finale de gaz). Pour construire ce scénario, les GRT prennent en compte l'ensemble des potentiels intrants de gaz vert, ce qui constitue une hypothèse volontariste.

### 3.3.2 Power to gas

La CRE constate que les GRT de gaz font du *Power to gas* un axe important de développement du gaz vert à l'horizon 2030, notamment pour permettre de stocker la production des énergies intermittentes. Toutefois, elle note qu'ils n'anticipent pas à ce stade de développement commercial avant 2026.

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

## 4. LES PROJETS DE DEVELOPPEMENT IDENTIFIES PAR LES GRT DANS LES PLANS A 10 ANS

### 4.1 Pas d'évolution de l'offre de capacités de transport en 2017

Les derniers projets de développement de capacités de transport ont été mis en service en 2016 :

- Sur le réseau de GRTgaz, le raccordement du terminal de Dunkerque LNG : les ouvrages liés au raccordement du terminal de Dunkerque ont été mis en service en décembre 2015. Le terminal est entré en service commercial à l'automne 2016.
- Sur le réseau de GRTgaz, le projet de l'Arc de Dierrey<sup>18</sup>, approuvé par la CRE dans sa délibération du 22 décembre 2011 a été mis en service en 2016. Ce projet est nécessaire pour la décongestion de la liaison Nord Sud et la création d'une place de marché unique à l'horizon 2018 ;

A fin 2016, les capacités fermes d'entrée en France s'élèvent à 3 585 GWh/j, en hausse de plus de 50% par rapport à 2005, et sont réparties entre des capacités d'entrée depuis des réseaux adjacents et des capacités d'entrée depuis les terminaux méthaniers.

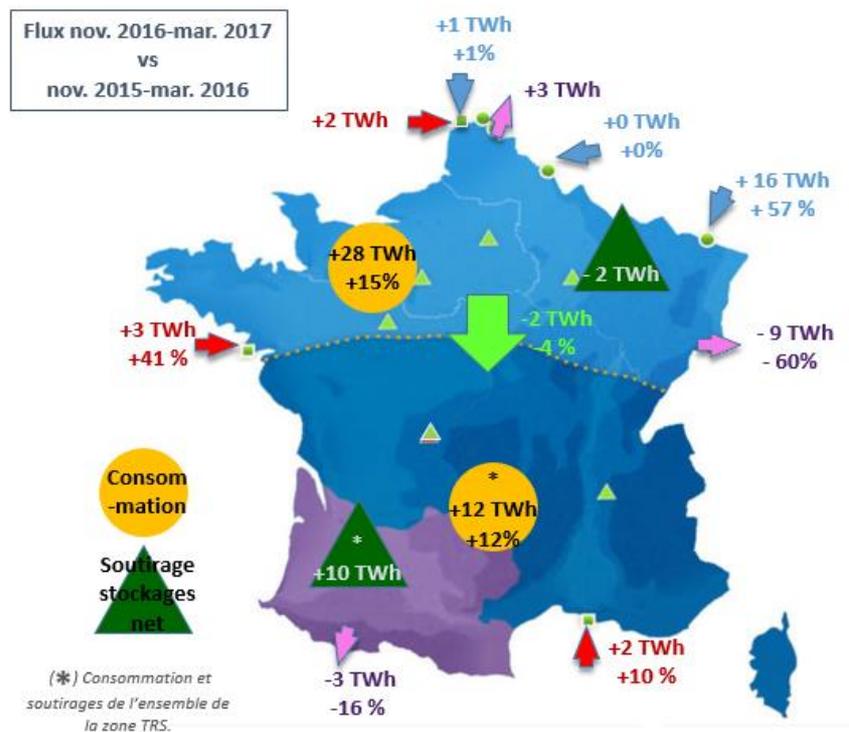
A fin 2016, les capacités fermes de sortie s'élèvent à 658 GWh/j, en hausse de 116 % par rapport à 2005.

<sup>17</sup> Feuille de route de l'ADEME

<sup>18</sup> Ce projet était inscrit sur la liste des « Projets d'Intérêt Commun » (PIC) adoptée par la Commission européenne le 14 octobre 2013 pour la période 2014-2016

GWh/j	2005	2016	Evolution 2005-2016
<b>Capacités fermes d'entrée</b>	<b>2 345</b>	<b>3 585</b>	<b>+52 %</b>
Dont pipe	1 805	2 285	+27 %
Dont GNL	540	1300	+141 %
<b>Capacités fermes de sortie</b>	<b>304</b>	<b>658</b>	<b>+116 %</b>

Aucun projet majeur n'est entré en service en 2017. Des travaux sont actuellement en cours pour permettre la mise en service de plusieurs projets d'investissements en 2018, notamment en vue de la fusion des zones.



Source : GRTgaz, TIGF

Evolution des flux entre les hivers 2015/2016 et 2016/2017

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

## 4.2 Les développements attendus en 2018

### 4.2.1 La place de marché unique en France

La CRE a retenu, dans sa délibération du 7 mai 2014<sup>19</sup>, le schéma associant les projets Val de Saône, sur le réseau de GRTgaz, et Gascogne-Midi, sur les réseaux de GRTgaz et TIGF, pour permettre la création d'une place de marché unique en France à l'horizon 2018. Dans sa délibération du 30 octobre 2014<sup>20</sup>, 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. Ces deux projets ont été retenus comme projets d'intérêt commun dans la liste établie le 18 novembre 2015. Le projet Val de Saône bénéficie d'une subvention plafonnée à 74 M€ de la part de l'Union Européenne, dans le cadre du plan de relance de 2011<sup>21</sup>.

Les opérateurs estiment que l'avancement des travaux est conforme au programme prévisionnel. Les investissements devraient entrer en service au plus tard au 1<sup>er</sup> novembre 2018. A ce stade, les coûts à terminaison des projets sont en ligne avec leurs budgets prévisionnels.

La CRE constate que TIGF et GRTgaz prévoient une mise en service des infrastructures le 1<sup>er</sup> novembre 2018, en cohérence avec les hypothèses retenues pour la création de la place de marché unique. Dans le plan à 10 ans de l'ENTSOG, ces deux projets sont affichés avec la même date de mise en service en 2018.

### 4.2.2 La création de capacités d'entrée à Oltingue

La CRE a approuvé, dans sa délibération du 17 décembre 2014, le projet de création de 100 GWh/j de capacités au point d'interconnexion d'Oltingue pour un montant de 12 M€ ( $\pm 30\%$ ) en 2018. Le coût du projet est estimé à mi-année 2017 à 17 M€. GRTgaz prévoit la mise en service de ces capacités entre avril et octobre 2018.

Ce projet est mentionné dans la liste des projets du TYNDP avec une mise en service en 2018, cohérente avec celle affichée par GRTgaz.

### 4.2.3 Le projet pilote Power to gas

Le projet pilote Jupiter 1000 consiste en la construction d'un démonstrateur *Power to gas* à Fos-sur-mer, dont la mise en service est prévue pour fin 2018. Ce projet doit permettre l'étude de la validité technico-économique du procédé *Power to gas*, en vue de son déploiement industriel à l'horizon 2030. Ce démonstrateur représentera une capacité de production d'hydrogène de 1 MWélec, et permettra de tester sur le même site deux technologies d'électrolyse (membrane et alcaline).

Le projet, approuvé par la CRE dans sa délibération du 17 décembre 2014<sup>22</sup>, représente un investissement d'un montant total de 30,3 M€. Après déduction des subventions publiques, la part à financer par GRTgaz s'élève à 13,1 M€ (dont 10,1 M€ en investissements) et celle de TIGF à 1,8 M€.

Le financement de ce projet repose également sur un partenariat avec plusieurs acteurs industriels techniques (CNR, Atmosstat, CEA, Leroux & Lotz, McPhy Energy), qui apportent chacun leurs technologies et leur expertise technique, ainsi que RTE et le Grand Port Maritime de Marseille.

Dans le TYNDP 2017, le *Power to gas* n'est pas pris en compte dans la demande de gaz. Toutefois, les travaux du TYNDP 2018 devraient prendre en compte cette source de gaz.

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

<sup>19</sup> Délibération du 7 mai 2014 portant orientations relatives à la création d'une place de marché unique en France en 2018

<sup>20</sup> Délibération du 30 octobre 2014 portant décision relative au mécanisme de régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne Midi

<sup>21</sup> GRTgaz a obtenu le transfert de la subvention initialement attribuée au projet ERIDAN au projet Val de Saône.

<sup>22</sup> Délibération 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

### 4.3 Projets à l'étude

#### 4.3.1 Les projets MidCat et STEP

Les possibilités de développer des capacités d'interconnexion supplémentaires entre la France et l'Espagne ont fait l'objet d'une étude technique commune de GRTgaz, TIGF et Enagas en 2015.

Le projet MidCat, qui suppose le développement de capacités fermes supplémentaires à hauteur de 230 GWh/j dans le sens Espagne-France et 160 GWh/j dans le sens France-Espagne, nécessiterait, outre la nouvelle interconnexion proprement dite, le renforcement du réseau interne français via notamment la mise en œuvre des projets Eridan et Est Lyonnais. Le coût total des investissements nécessaires côté français a été estimé à plus de 2 milliards d'euros par les trois GRT (GRTgaz, TIGF, Enagas). Le projet MidCat a été identifié comme Projet d'intérêt commun en 2015. L'analyse coûts/bénéfices réalisée dans le cadre du TYNDP 2017 montre des bénéfices qui ne suffisent pas à compenser le coût du projet.

Le projet STEP (*South Transit East Pyrenees*) ne serait quant à lui composé que d'une partie de ces investissements, soit ceux situés sur les réseaux de TIGF et d'Enagas. Du côté français, il comprendrait une canalisation de 120 km entre Le Perthus et Barbaïra, pour un coût estimé à 290 M€. L'étude commune des GRT conclut que, dans ce cas, seules des capacités interruptibles seraient créées. A la demande du *High Level Group*, ce projet a fait l'objet d'une analyse coûts-bénéfices ad hoc, dont les résultats définitifs ne sont pas connus à ce stade.

Dans son rapport 2016 sur les interconnexions<sup>23</sup>, la CRE a souligné que, compte tenu de la capacité du système français à faire face à des crises d'approvisionnement, des capacités d'interconnexion supplémentaires avec l'Espagne (*a fortiori* si elles sont interruptibles) n'auraient pas d'utilité pour la sécurité d'approvisionnement de la France.

En outre, à moins que de nouvelles demandes des acteurs de marché, traduites par des engagements fermes de souscriptions dans le cadre d'une *open season*, ne se manifestent, la CRE considère que les capacités d'interconnexion actuelles permettent de satisfaire les besoins du marché, comme en témoigne l'existence de capacités non souscrites dans les deux sens, ainsi que la non-utilisation d'une part significative des capacités souscrites, en particulier dans le sens Espagne vers France.

#### 4.3.2 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, est étudiée par GRTgaz, en lien avec le code de réseau européen sur l'interopérabilité. 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 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 en 2013 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. Les premiers éléments d'analyse coûts-bénéfices, issus du plan de développement des réseaux 2015 d'ENTSO, montrent des bénéfices insuffisants pour couvrir le coût de déploiement d'un tel projet.

La CRE constate, en outre, que ce projet n'est pas parmi les premiers projets dans le classement proposé par le groupe régional NSI West pour la constitution de la 3<sup>ème</sup> liste de Projets d'Intérêt Commun.

En conséquence, la CRE envisage de demander au GRT de ne pas poursuivre le projet visant à étudier l'odorisation décentralisée en France.

GRTgaz étudie des solutions alternatives, telles que le recours à une unité de désodorisation sur l'artère du Nord-Est.

#### 4.3.3 La conversion de la zone B en gaz H

Une partie du nord de la France, appelée « zone B » (en référence au gaz à bas pouvoir calorifique), est approvisionnée par du gaz en provenance du champ de production de Groningue aux Pays-Bas. Dans un contexte de baisse de la production de gaz B, les contrats d'approvisionnement de la zone arrivent à échéance en 2029.

Le décret n° 2016-348 du 23 mars 2016<sup>24</sup> précise le cadre réglementaire et l'organisation générale de la conversion. Dans ce cadre, GRTgaz et les opérateurs des infrastructures adjacentes (Storengy, GRDF et deux ELD) ont proposé le 23 septembre 2016 aux ministres chargés de l'énergie, de la sécurité industrielle et de l'économie un plan de conversion avec comme objectif la fin de la conversion à l'échéance des contrats d'importation, soit 2029. Par ailleurs, il prévoit que : « la décision et les modalités de mise en œuvre par les opérateurs et les gestionnaires de

<sup>23</sup> Les interconnexions électriques et gazières en France - Un outil au service de la construction d'un marché européen intégré

<sup>24</sup> Décret n° 2016-348 du 23 mars 2016

réseaux d'une telle modification font l'objet d'un décret, pris après une évaluation économique et technique de la CRE permettant de s'assurer de l'adéquation des mesures envisagées au bon fonctionnement du marché du gaz naturel au bénéfice des consommateurs finals. » En septembre 2017, la CRE a mandaté un cabinet externe pour réaliser l'étude technico-économique du projet.

Il prévoit notamment la réalisation d'une phase pilote sur la période 2016-2020. Le budget du projet pilote, pour la partie à réaliser par GRTgaz, est estimé à 45 M€. La CRE, dans sa délibération du 15 décembre 2016 relative à l'examen du plan décennal de développement de GRTgaz et portant approbation du programme d'investissements pour l'année 2017 de GRTgaz a approuvé les dépenses de 9 M€ pour 2017.

Le plan de conversion, sous réserve de son approbation par les ministres concernés, prévoit la diminution de la capacité d'entrée ferme à Taisnières B de 230 GWh/j à 115 GWh/j en 2025. GRTgaz précise que le développement de nouvelles capacités d'entrée en gaz H dépendra de la demande des acteurs de marché.

En cohérence avec le projet affiché par GRTgaz et les opérateurs, l'ENTSOG prévoit une mise en service du pilote de conversion de la zone B à l'horizon 2018.

#### 4.3.4 Le développement des infrastructures adjacentes

##### 4.3.4.1 Les capacités de regazéification

Fosmax LNG, propriétaire du terminal de Fos Cavaou étudie la possibilité de doubler ses capacités de regazéification à l'horizon 2023, avec une première étape dès 2021. GRTgaz précise que les investissements relatifs aux projets Eridan et Est Lyonnais seront nécessaires pour permettre l'évacuation du gaz à la sortie du terminal. Dans le TYNDP 2017, élaboré en 2016 à partir des plans à dix ans 2016-2025, le projet d'extension du terminal est prévu pour 2022, avec une phase intermédiaire en 2020, alors que le développement des ouvrages nécessaires pour l'évacuation du gaz pourrait être possible à l'horizon 2022 sur le réseau de GRTgaz dans le TYNDP 2017.

Elengy, propriétaire du terminal de Montoir de Bretagne, envisage l'augmentation des capacités de regazéification à l'horizon 2020-2022. Pour ce faire, le renforcement de l'artère du Maine sera nécessaire sur le réseau de GRTgaz. Comme pour le terminal de Fos Cavaou, il existe un décalage possible d'un à deux ans entre la mise en service des ouvrages de regazéification et le développement de la totalité des ouvrages nécessaires du réseau de GRTgaz.

	Mise en service prévue par les porteurs de projets	Mise en service affichée par l'ENTSOG (TYNDP 2017)	Capacités envisagées	Statut du projet
Extension du terminal de Montoir de Bretagne	2021-2023	2020	+2,5 Gm <sup>3</sup>	Non décidé
Renforcement du réseau		2022		Non décidé
Doublement des capacités au terminal de Fos Cavaou	2021	2020	+2,75 Gm <sup>3</sup> +8,5 Gm <sup>3</sup>	Non décidé
Renforcement du réseau	2023	2022		Non décidé

La CRE constate que les projets d'extension des capacités sur les terminaux français sont bien répertoriés dans le cadre du TYNDP 2017. Le TYNDP fait la distinction entre la mise en service des infrastructures adjacentes et la mise en service des capacités de transport nécessaires aux installations.

Elle constate néanmoins qu'il y a un décalage de dates dans la mise en services des nouvelles capacités dans les terminaux méthaniers d'une part et du réseau de transport d'autre part : les dates de mises en services déclarées par GRTgaz sont cohérentes avec les dates de mise en service affichées dans son plan à dix ans.

La CRE constate par ailleurs que les dates de mises en services des infrastructures adjacentes ne sont pas à jour dans le TYNDP 2017. Elle invite les porteurs de projets à transmettre leurs informations les plus à jour dans le cadre de l'élaboration du TYNDP 2018 de l'ENTSOG.

#### 4.3.4.2 Les capacités de stockage

Géométhane envisage de rénover le stockage de Manosque, avec l'augmentation de sa capacité d'injection en 2021, puis de sa capacité de soutirage en 2022.

Par ailleurs, Storengy a raccordé une nouvelle cavité sur son site d'Etrez, qui n'a pas nécessité de renforcement du réseau de transport et étudie la reprise des études sur son site de Hauterives, sans pour autant indiquer de délai.

	Mise en service prévue par les porteurs de projets	Mise en service affichée par l'ENTSOG (TYNDP 2017)	Statut du projet
Hauterives	2018-19	-	Non décidé
Manosque	2021 et 2022	-	Non décidé

La CRE constate que les projets de stockage sur le territoire ne sont pas répertoriés dans la liste des projets affichés dans le TYNDP 2017. En conséquence, elle invite les porteurs de projets à s'assurer de la cohérence des informations transmises aux GRT et à l'ENTSOG.

#### 4.3.5 Le développement du réseau lié à la production d'électricité

Seul un projet de centrale est à l'étude en 2017, celui de la centrale de Landivisiau, située en Bretagne qui s'inscrit dans le cadre du Pacte électrique breton. Initialement attendue en 2018, elle n'est pas prévue pour entrer en service avant 2021 dans le plan à dix ans de GRTgaz. Pour la raccorder à son réseau, GRTgaz étudie le renforcement du réseau en Bretagne, qui consiste en la construction d'une canalisation de 111 km entre Pleyben (Finistère) et Plumergat (Morbihan). Le budget du projet est estimé à ce jour à 100 M€. GRTgaz a obtenu la déclaration d'utilité publique, ainsi que l'autorisation ministérielle en 2015. L'avancement du projet est dépendant de la décision du promoteur du projet de Landivisiau.

#### 4.3.6 L'accueil du biométhane sur les réseaux : le recours au rebours

Conformément à la délibération de la CRE du 17 décembre 2015, GRTgaz et TIGF ont étudié les conséquences du développement de la filière biométhane sur les besoins d'investissements des opérateurs de transport. Les GRT n'anticipent pas une baisse des investissements en lien avec le développement des injections de biométhane, dans la mesure où la production de biométhane n'est pas aujourd'hui prise en compte dans le calcul du risque 2%<sup>25</sup>. A l'opposé, ils constatent l'émergence possible de nouveaux besoins d'investissements.

Avec le développement des sites d'injection de biométhane, les réseaux de distribution pourraient être rapidement saturés, notamment en été, lorsque les consommations de gaz sont basses. Pour faire face à ces injections, plusieurs solutions peuvent être mises en œuvre. D'une part, le développement de la filière mobilité permettra d'augmenter les soutirages des réseaux. Et d'autre part, GRTgaz a mené une étude statistique pour estimer le nombre de rebours nécessaires pour répondre aux objectifs de la LTECV, en fonction d'un certain nombre d'hypothèses : cette étude fait apparaître en 2017 un ordre de grandeur d'une centaine de rebours nécessaires dont 85 % de rebours D/T (Distribution vers Transport) et de 15 % de rebours T/T (Transport régional vers principal) à l'horizon 2030. Selon GRTgaz, ces investissements représentent environ une enveloppe de 300 M€, avec un coût estimé d'un rebours entre 2 et 3 M€.

A titre expérimental, GRTgaz envisage de participer au projet West Grid Synergy, situé à Pouzauges en Vendée et à Pontivy dans le Morbihan. Ce projet repose sur la construction de deux installations pilotes de rebours du réseau de distribution vers le réseau de transport (D/T) à l'horizon 2019. Ces installations permettent d'inverser les flux de gaz par rapport à la normale entre des réseaux de régime de pression différents pour remonter l'excédent de production de gaz sur les réseaux amont.

Dans son plan à dix ans, TIGF prévoit également l'expérimentation d'un rebours D/T dans sa zone. Ce projet entrerait dans l'enveloppe R&I attribuée dans le cadre du tarif ATRT5.

En ce qui concerne le développement de rebours Transport/Transport, TIGF et Storengy ont annoncé le 1<sup>er</sup> juin 2017 l'acceptabilité du gaz vert dans leurs stockages. La CRE constate qu'à ce stade, les GRT n'ont pas de projet de

<sup>25</sup> Le risque 2% correspond à un hiver froid comme il peut s'en produire tous les cinquante ans

développement de rebours T/T. Par ailleurs, les GRT estiment que ces rebours, dans les cas standards, ne donneront pas lieu à des investissements.

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

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

## 5. QUESTIONS

- |            |   |
|------------|---|
| Question 1 | Les modalités actuelles de consultation du marché par les GRT vous donnent-elles satisfaction ?   |
| Question 2 | Quelle est votre analyse concernant les prévisions de consommation présentées par les GRT dans le bilan prévisionnel pluriannuel et les plans à dix ans des GRT ? |
| Question 3 | Quelle est votre analyse des prévisions d'injection de gaz d'origine renouvelable présentées par les GRT dans leurs plans à dix ans ?                             |
| Question 4 | Avez-vous des observations sur le niveau des capacités d'entrée et de sortie ?  |
| Question 5 | Avez-vous des remarques concernant les projets décidés par les GRT et déjà approuvés par la CRE ?   |
| Question 6 | Avez-vous des observations sur les projets à l'étude ?  |
| Question 7 | Avez-vous d'autres remarques en ce qui concerne les plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF ?  |

## 6. MODALITES DE REPONSE A LA CONSULTATION PUBLIQUE

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 1<sup>er</sup> décembre 2017 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : [dr.cp3@cre.fr](mailto:dr.cp3@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 ;
- en s'adressant à la Direction des Réseaux : + 33.1.44.50.41.90 ;
- en demandant à être entendues par la Commission.

Les contributions (ou une synthèse de celles-ci) seront publiées par la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi.

Les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE, merci d'indiquer les éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité. Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions suivantes en argumentant leurs réponses.