



## DELIBERATION N° 2018-072

# Délibération de la commission de régulation de l'énergie du 22 mars 2018 relative à l'examen des plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

### 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 gestionnaires de réseaux de transport (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.

GRTgaz et TIGF ont soumis à la CRE leurs projets de plans à dix ans en octobre 2017. La CRE a mené une consultation publique sur les plans décennaux de développement des GRT du 16 novembre au 1<sup>er</sup> décembre 2017. Huit contributions ont été reçues : trois provenant d'expéditeurs, deux d'associations et trois de gestionnaires d'infrastructures.

<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 »

<b>CADRE JURIDIQUE .....</b>	<b>1</b>
<b>1. CONTEXTE.....</b>	<b>3</b>
1.1 RAPPEL DES OBJECTIFS DE LA TRANSITION ENERGETIQUE .....	3
1.2 PLAN DECENNAL DE DEVELOPPEMENT DE L'ENTSOG (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
2.2 HYPOTHESES DE CONSOMMATION DE GAZ NATUREL EN EUROPE DANS LE PLAN DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX DE L'ENTSOG .....	8
2.3 SYNTHESE DE LA CONSULTATION PUBLIQUE.....	9
2.4 ANALYSE DE LA CRE.....	9
<b>3. HYPOTHESES D'EVOLUTION D'INJECTION DE GAZ D'ORIGINE RENOUELABLE DANS LES RESEAUX ..</b>	<b>10</b>
3.1 HYPOTHESES D'EVOLUTION D'INJECTION DE GAZ D'ORIGINE RENOUELABLE DANS LES RESEAUX DANS LES PLANS A DIX ANS.....	10
3.2 HYPOTHESES D'EVOLUTION DE LA PRODUCTION DE BIOMETHANE DANS LE PLAN DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX DE L'ENTSOG .....	12
3.3 SYNTHESE DE LA CONSULTATION PUBLIQUE.....	12
3.4 ANALYSE DE LA CRE.....	13
<b>4. LES PROJETS DE DEVELOPPEMENT IDENTIFIES PAR LES GRT DANS LES PLANS A 10 ANS.....</b>	<b>13</b>
4.1 PAS D'EVOLUTION DE L'OFFRE DE CAPACITES DE TRANSPORT EN 2017 .....	13
4.2 LES DEVELOPPEMENTS ATTENDUS EN 2018.....	14
4.3 PROJETS A L'ETUDE .....	15
<b>5. DECISION DE LA CRE .....</b>	<b>21</b>

## 1. CONTEXTE

### 1.1 Rappel des objectifs de la transition énergétique

La première programmation pluriannuelle de l'énergie<sup>4</sup> (PPE), 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. »

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

Le rôle du TYNDP s'est renforcé dès lors que les projets qu'il identifie sont susceptibles d'obtenir la qualité de projets d'intérêt commun (PIC), sur la base d'une analyse coûts-bénéfices dont la méthodologie est précisée par le règlement (UE) n° 347/2013<sup>5</sup>. Ces analyses servent également, le cas échéant, à déterminer l'allocation transfrontalières des coûts d'un projet sur le fondement de ce même règlement.

### 1.3 Consultation des acteurs

En application des dispositions 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 concernant les capacités incrémentales, comme le prévoit le code de réseau européen sur les mécanismes d'allocation des capacités<sup>7</sup>.

Ces différents dispositifs permettent notamment 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).

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

<sup>5</sup> Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes

<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'allocation des capacités dans les systèmes de transport de gaz

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.

### 1.3.1 Synthèse de la consultation publique

Les acteurs sont globalement satisfaits des différents moyens de consultation du marché. Toutefois, ils émettent des réserves sur le processus de consultation relative aux plans décennaux de développement :

- deux acteurs regrettent de ne pas avoir été consultés par les GRT au cours de l'année pour discuter des hypothèses prises en compte pour l'élaboration des scénarios de demande de gaz ;
- un acteur considère que le délai de réponse accordé par la CRE dans le cadre de la consultation publique (deux semaines) est trop court. De plus, dans la mesure où GRTgaz a rendu public son plan à dix ans le 29 novembre, soit un jour avant la fin de la consultation publique, trois acteurs regrettent la publication tardive du plan par GRTgaz ;
- deux acteurs s'interrogent sur les échanges qui ont lieu entre les GRT et les opérateurs adjacents, dans le cadre de l'évaluation des besoins en capacités.

### 1.3.2 Analyse de la CRE

La CRE, dans ses délibérations du 17 décembre 2015 demandait aux GRT de présenter régulièrement l'avancement des travaux d'élaboration de leurs plans à dix ans en concertation gaz, sans attendre leurs finalisations. 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.

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.

Par ailleurs, TIGF a publié son plan décennal<sup>9</sup> le 27 octobre 2017 sur son site internet. GRTgaz n'a publié son plan à dix ans<sup>10</sup> qu'un jour avant la fin de la consultation publique de la CRE. En conséquence, la CRE demande aux GRT de rendre public leurs plans à dix ans, en parallèle de leur transmission à la CRE.

## 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>11</sup> et TIGF ont publié le 27 octobre 2016 le premier bilan prévisionnel pluriannuel 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).

En 2017, le bilan prévisionnel a fait l'objet d'une mise à jour<sup>12</sup> de certaines hypothèses, afin de prendre en compte 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.

<sup>8</sup> [Rapport de demande de capacités incrémentales](#) pour la France

<sup>9</sup> Plan décennal de [TIGF](#)

<sup>10</sup> Plan décennal de [GRTgaz](#)

<sup>11</sup> Syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées

<sup>12</sup> [Bilan prévisionnel pluriannuel 2017](#)

	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
	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 selon les GRT 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 considère 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

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).

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. 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 de gaz pour produire de l'électricité. 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 Landivisiau. 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

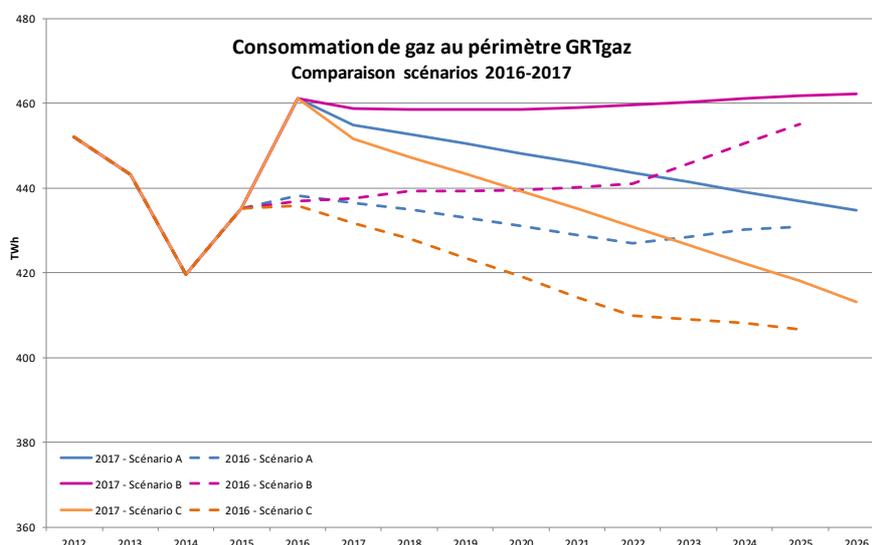
La consommation sur le périmètre de GRTgaz s'élève à 461 TWh en 2016, en hausse de 6 % par rapport au niveau de 2015. Cette hausse s'explique en particulier par la production d'électricité à partir de gaz, dont le niveau a été élevé, notamment en lien avec l'arrêt simultané de plusieurs réacteurs nucléaires.

Sur la base des scénarios du bilan prévisionnel revus en 2017, GRTgaz présente l'évolution de la demande de gaz à l'horizon 2026. Selon les scénarios, la consommation totale de gaz sur son périmètre varie de 462 TWh (scénario haut) à 413 TWh (scénario bas) en 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
<b>Evolution annuelle 2017/26</b>	-	<b>-0.5 %</b>	<b>+0.1 %</b>	<b>-1.0%</b>

Source : GRTgaz, TIGF

GRTgaz prévoit une baisse de la consommation dans deux scénarios sur trois. Dans le scénario central, GRTgaz prévoit un niveau de consommation de 435 TWh en baisse de 5 % par rapport au niveau réalisé en 2016.



Depuis les travaux menés en 2016, GRTgaz a revu ses scénarios en prenant notamment en compte le niveau de consommation réalisé en 2016, en particulier 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, avec une convergence des valeurs à l'horizon 2035.

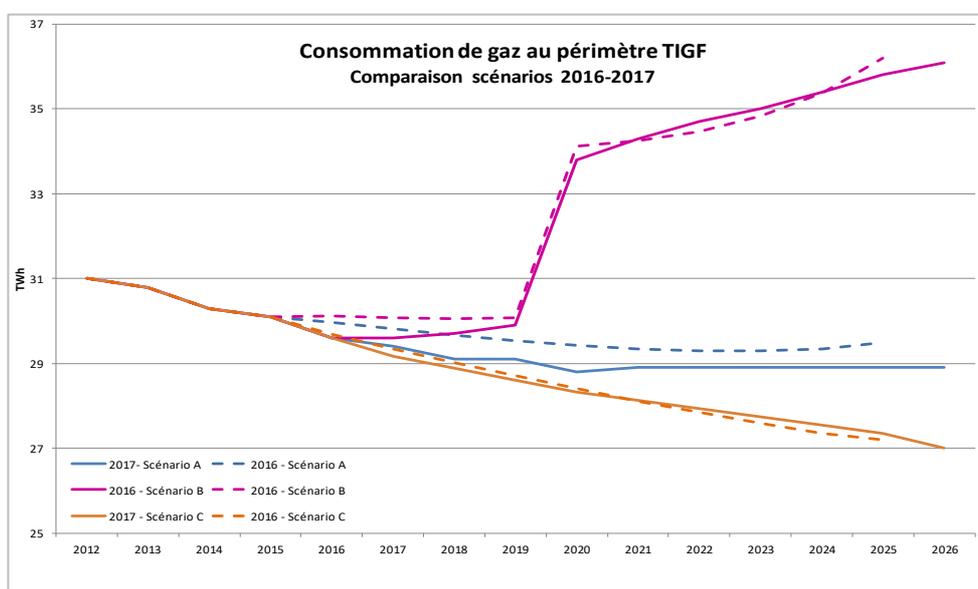
### 2.1.1 L'évolution de la consommation sur la zone TIGF à l'horizon 2026

A partir du bilan prévisionnel revu en 2017, TIGF a estimé la demande de gaz au niveau de son périmètre. La consommation à la maille TIGF s'élève à 29,6 TWh en 2016, en baisse de 1,7 % 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. Selon les scénarios, la consommation totale de gaz sur son périmètre varie de 36 TWh (scénario haut) à 27 TWh (scénario bas) en 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%

TIGF prévoit une baisse de la consommation dans deux scénarios sur trois. En conséquence, les points de sortie de la consommation attendus en 2026 sont en légère diminution par rapport aux points de sortie présentés dans le plan décennal précédent.



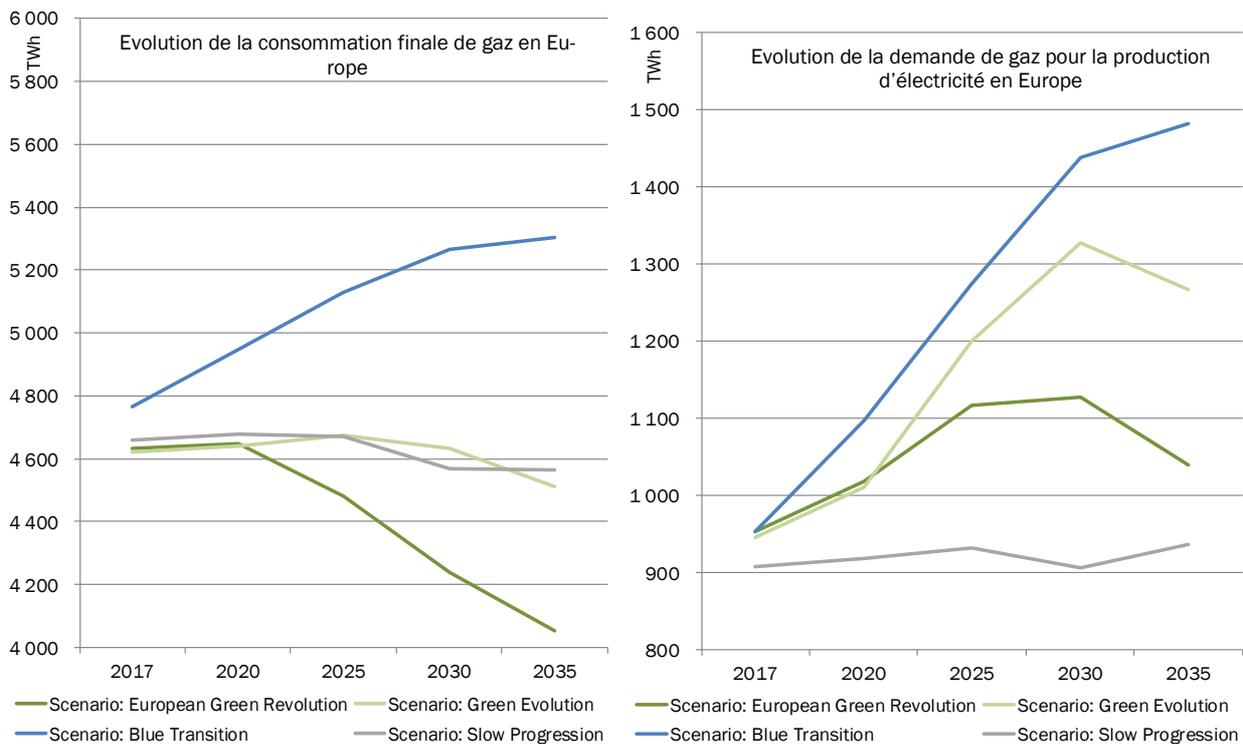
La consommation sur la zone TIGF étant en baisse en 2017, par rapport au niveau de 2016, la comparaison des plans décennaux montre un léger renforcement de la diminution des consommations à l'horizon 2026.

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

Le TYNDP 2017 a été publié le 28 avril 2017. 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. 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>13</sup>.

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

- le scénario « *Slow progression* » présente une stabilité des indicateurs actuels et prévoit 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 un recours accru au 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 de 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'ENTSO

<sup>13</sup> Avis de l'ACER



## **2.3 Synthèse de la consultation publique**

### **2.3.1 Scénarios de demande**

Les contributeurs sont favorables à l'étude de plusieurs scénarios. Toutefois, un acteur considère que les hypothèses considérées sont très peu argumentées.

Un acteur constate que les scénarios proposés sont cohérents avec les scénarios de l'ENTSOG. Néanmoins, un autre constate que les trajectoires présentées par les GRT ne respectent pas les objectifs fixés dans la PPE et la Stratégie Nationale Bas Carbone. Ainsi, la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) fixe l'objectif de réduire la consommation primaire d'énergies fossiles de 30% et à ce titre, la PPE en vigueur formule un objectif de réduction de la consommation primaire de gaz fossile de 8,4% en 2018 et 15,8% en 2023 par rapport à 2012.

Plusieurs acteurs considèrent que les données en volume de consommation annuelle présentées par les GRT devraient être complétées par des données de consommation de pointe selon les différents scénarios. Ces derniers sont en effet indispensables pour le dimensionnement des réseaux et ainsi éclairer la nécessité de besoins ou non d'investissements.

### **2.3.1 Trajectoire de production d'électricité**

En ce qui concerne la production d'électricité à partir de gaz, RTE n'avait pas encore mis à jour son bilan prévisionnel 2017 lors de l'élaboration des plans décennaux. En conséquence, les GRT ont fondé leur trajectoire de production d'électricité sur la variante haute issue du scénario « Nouveau Mix » du bilan prévisionnel 2014 de RTE et sur le réalisé 2016.

Un acteur est favorable à la prise en compte d'un unique scénario concernant ce secteur. A contrario, un gestionnaire d'infrastructure estime que la plage de variation de scénarios pourrait être plus large.

Les acteurs sont partagés quant au point de départ de la trajectoire. Un acteur considère que le scénario de référence paraît bas, en limitant la consommation d'ici 2035 à un niveau légèrement inférieur à celui de 2016 (46 TWh) et très en dessous de celui constaté en 2017 (55 TWh). A l'opposé, un acteur estime que la consommation 2016 est conjoncturellement élevée, notamment en raison des indisponibilités qui ont affecté le parc nucléaire sur la fin de l'année 2016. En conséquence, il recommande de partir du niveau de 2015 (21 TWh) pour réaliser la trajectoire de consommation de gaz. Ainsi, compte tenu du degré d'incertitude sur les prévisions de consommation, un acteur recommande une révision annuelle de cet exercice de prospective.

Un acteur regrette que les hypothèses sous-jacentes de la consommation de gaz pour produire de l'électricité ne soient pas détaillées.

## **2.4 Analyse de la CRE**

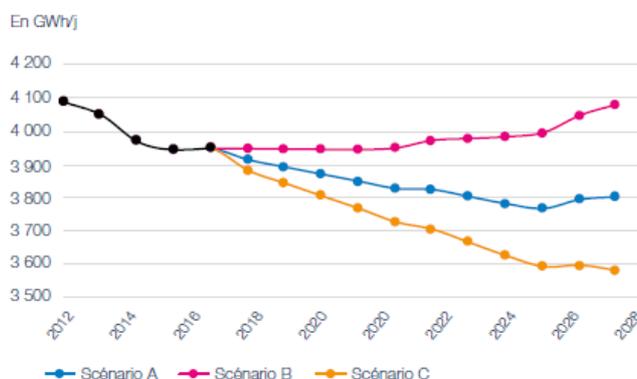
La CRE constate, pour la mise à jour du bilan prévisionnel, que les GRT et GRD ont réalisé un travail coordonné d'analyse, quant à la construction de trois scénarios pour le bilan prévisionnel pluriannuel. Elle considère que les scénarios présentés sont cohérents avec les scénarios du TYNDP. En effet, les scénarios retenus par l'ENTSOG sont fondés notamment sur les scénarios des GRT français transmis fin 2015 dans le cadre de leurs plans décennaux 2015-2024. Les scénarios « *Slow progression* » et « *Blue Transition* » de l'ENTSOG reprennent les fondamentaux du scénario de référence 2015 des GRT, et les scénarios « *European Green Revolution* » et « *Green Evolution* » correspondent au scénario « Moins 30 ». Le scénario « Moins 30 » proposé dans les plans décennaux 2015-2024 des GRT, suppose une application uniforme à tous les combustibles fossiles de l'objectif de réduction de 30%. La principale différence avec le scénario de référence 2015 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 2015).

La CRE constate que les scénarios présentés par les GRT dans leurs plans décennaux 2017-2026 ne sont pas cohérents avec les objectifs de la PPE. Selon GRTgaz, à l'horizon 2030, dans le cadre des objectifs 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. Toutefois, l'atteinte de ces objectifs est conditionnée à la réalisation d'un scénario optimiste d'injection de gaz renouvelable. Ainsi, un contributeur à la consultation publique estime qu'il est indispensable de coupler un scénario avec une croissance de la demande de gaz à un fort développement de la production de gaz renouvelable, au risque de ne pas respecter les objectifs de réduction d'émissions de CO2 et de réduction des consommations de combustibles fossiles importés.

La CRE constate que les trajectoires de prévisions de consommation présentées par les GRT s'accompagnent d'un niveau prévisionnel élevé d'injection de gaz renouvelable (cf 3.1.1.).

La CRE demande aux GRT d'explicitier dans les prochains scénarios et, pour chacun des scénarios, les hypothèses sous-tendant l'atteinte des objectifs de la LTECV et de la PPE et les écarts éventuels.

En ce qui concerne les scénarios de consommation à la pointe, GRTgaz les a bien inclus dans son PDD. La consommation de pointe est en baisse moyenne annuelle de 0,4 % dans le scénario central et s'établit à 3 723 GWh/j à l'hiver 2026/2027. Cette-ci est comprise entre 4100 GWh/j, présentant une hausse moyenne annuelle de 0,3 % dans le scénario haut et 3600 GWh/j dans le scénario bas soit une baisse moyenne annuelle de 0,9 % Ces scénarios sont cohérents avec les scénarios de consommation totale de gaz qui affichent des taux de variation annuels moyens compris entre - 1 % et 0,1 %.



*Consommation journalière au périmètre GRTgaz en pointe*

La CRE partage la nécessité de compléter l'analyse des consommations moyennes par celles des consommations à la pointe. Aussi, elle demande à GRTgaz de préciser les hypothèses de construction de ces scénarios à la pointe et à TIGF de présenter ses scénarios et hypothèses.

Par ailleurs, en ce qui concerne le scénario unique de production d'électricité, la CRE considère qu'il est utile de maintenir plusieurs scénarios, compte tenu du degré d'incertitude sur le recours à cette filière. Elle estime en outre qu'il est nécessaire que les GRT retiennent des scénarios cohérents avec ceux du bilan prévisionnel de RTE. Dans son bilan prévisionnel 2017, RTE a étudié plusieurs scénarios à différents horizons de temps. Un premier scénario, dit « Ohm », explore les conséquences de la mise en œuvre de la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte jusqu'en 2025. RTE développe ensuite 4 scénarios de long-terme (horizon 2035) dits « Ampère », « Hertz », « Volt » et « Watt », qui ont tous en commun l'atteinte systématique de l'objectif de 40% de production d'électricité à base d'énergies renouvelables.

Dans tous les scénarios, le socle de centrales au gaz est conservé. Quel que soit le scénario envisagé, l'ensemble des cycles combinés au gaz existants ou programmés (Landivisiau) sont maintenus. Un cycle combiné au gaz doit être mis en service à Landivisiau en 2021.

Selon RTE, pour respecter l'objectif fixé par la loi de réduire la part du nucléaire à 50 % de la production en 2025, un nombre significatif de nouvelles centrales au gaz devraient être construites, correspondant à 11 GW de puissance installée supplémentaire soit l'équivalent de la capacité des cycles combinés à gaz actuellement en fonctionnement. En cas de fermeture des centrales au charbon, cette puissance installée supplémentaire pourrait atteindre 14 GW. RTE souligne toutefois une rentabilité incertaine des centrales à gaz, au regard du développement des énergies renouvelables.

**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 (issu de la méthanisation et de la pyrogazéification)

Dans les précédents plans décennaux 2015 et 2016, les GRT considéraient deux trajectoires de production de biométhane avec un objectif d'injection en 2030 de 12 TWh dans un scénario tendanciel et 30 TWh dans un scénario volontariste. Ces deux scénarios étaient issus de la feuille de route de l'ADEME publiée en 2014<sup>14</sup>.

Les GRT, dans leurs plans décennaux 2017-2026, reprennent les hypothèses retenues dans la PPE. 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).

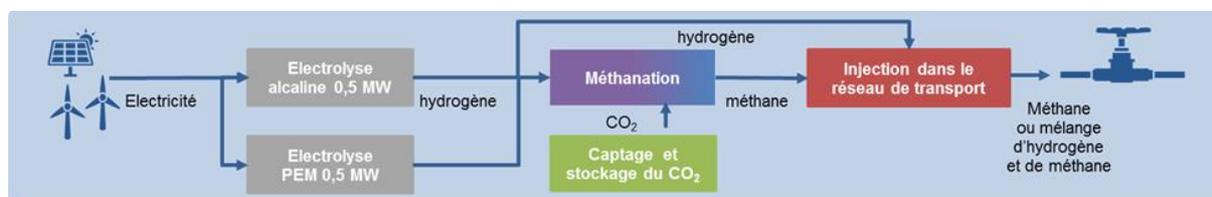
Les opérateurs présentent par ailleurs un nouveau scénario d'évolution, qui vise désormais 30 % de gaz renouvelable dans le mix énergétique en 2030, soit 90 TWh de gaz vert<sup>15</sup> injecté dans les réseaux, fondé sur l'ensemble des ressources accessibles.

Au 31 décembre 2017, 44 sites d'injection de biométhane sont en service en France, pour un volume injecté de 407 GWh. Parmi eux, deux sites d'injection sont directement raccordés depuis 2015 aux réseaux de transport de GRTgaz et de TIGF. Les capacités d'injection en file d'attente s'élèvent à plus de 7 TWh, répartis sur 360 projets.

En 2017, TIGF a signé trois nouveaux contrats de raccordement. Par ailleurs, l'opérateur, dans son plan décennal 2017-2025, 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 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 power to gas

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 avant 2025. A l'horizon 2030, GRTgaz estime qu'une centaine d'installations de *Power-to-gas* pourraient permettre le stockage de 2,5 à 3 TWh d'électricité renouvelable excédentaire.

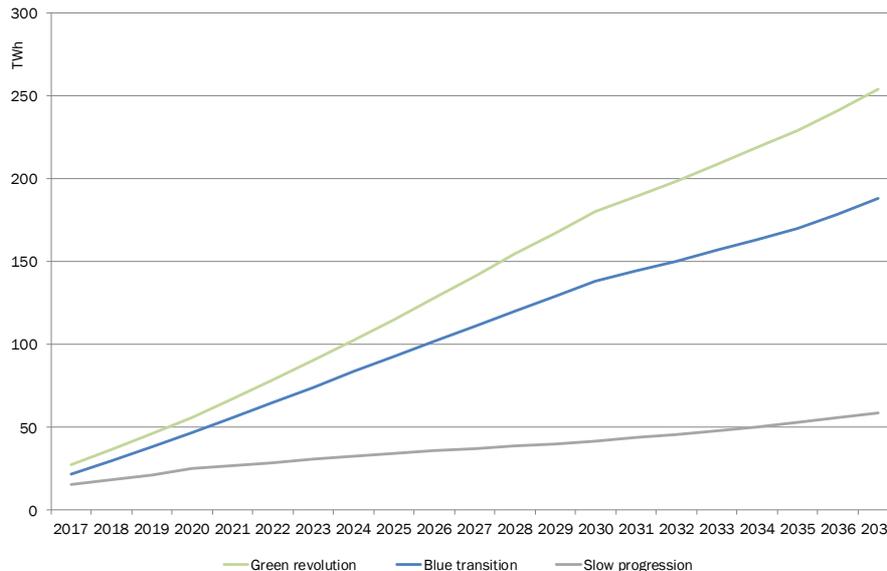
<sup>14</sup>Feuille de route de l'ADEME

<sup>15</sup> Le gaz vert porte sur le gaz issu de la méthanisation et de la gazéification

### 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 ;
- « *European 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

Dans le TYNDP 2017, le *Power-to-gas* n'est pas pris en compte dans les scénarios de consommation de gaz. Toutefois, les travaux du TYNDP 2018, qui se font en coordination avec l'ENTSO-E<sup>17</sup>, devraient prendre en compte cette source de gaz.

### 3.3 Synthèse de la consultation publique

#### 3.3.1 Biométhane

En ce qui concerne le scénario d'injection de gaz renouvelable, la majorité des contributeurs expriment des réserves sur l'objectif de 90 TWh qui leur apparaît très optimiste.

Les contributeurs pointent notamment les freins au développement du gaz renouvelable. Un contributeur rappelle que les derniers projets ont connu des difficultés dans la mise en service. Sur un plan réglementaire, les contributeurs attendent une amélioration de la réglementation en matière de garantie d'origine et une revalorisation des mécanismes incitatifs à la production de biométhane.

En outre, certains acteurs rappellent que le scénario présenté doit être considéré avec prudence afin de ne pas déclencher des investissements dans les réseaux qui deviendraient des coûts échoués.

#### 3.3.2 Power to gas

Les contributions à la consultation publique portent en particulier sur le projet Jupiter 1000. La synthèse est présentée dans la partie « PROJETS DE DEVELOPPEMENT ».

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

<sup>17</sup> Association européenne des transporteurs d'électricité

### 3.4 Analyse de la CRE

#### 3.4.1 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 présentée dans la feuille de route de l'ADEME de 12 TWh injectés en 2030, dont 9 TWh sur le réseau de GRTgaz ;
- le scénario « *European green revolution* » correspond à l'hypothèse volontariste présentée dans la feuille de route de l'ADEME de 30 TWh injectés en 2030, dont 22,5 TWh sur les réseaux de GRTgaz.

Par ailleurs, les scénarios « *European 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 à hauteur de 70 TWh à partir de la méthanisation et 20 TWh à partir de la gazéification.

La CRE considère que le scénario central des GRT constitue une trajectoire très ambitieuse de développement du biométhane. Elle demande aux GRT d'étudier différents scénarios de développement du biométhane et d'analyser leurs conséquences en matière de coûts de développement des réseaux.

En outre, les différents débouchés possibles pour la méthanisation (injection, cogénération, gaz porté) doivent être analysés au regard de leurs coûts et de leurs bénéfices pour la collectivité. L'injection directe dans les réseaux de gaz naturel présente des bénéfices clairs en matière d'efficacité énergétique mais ne sera pas systématiquement pertinente dans les zones les plus éloignées du réseau.

#### 3.4.2 Power to gas

La CRE constate que les GRT 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.

## 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.

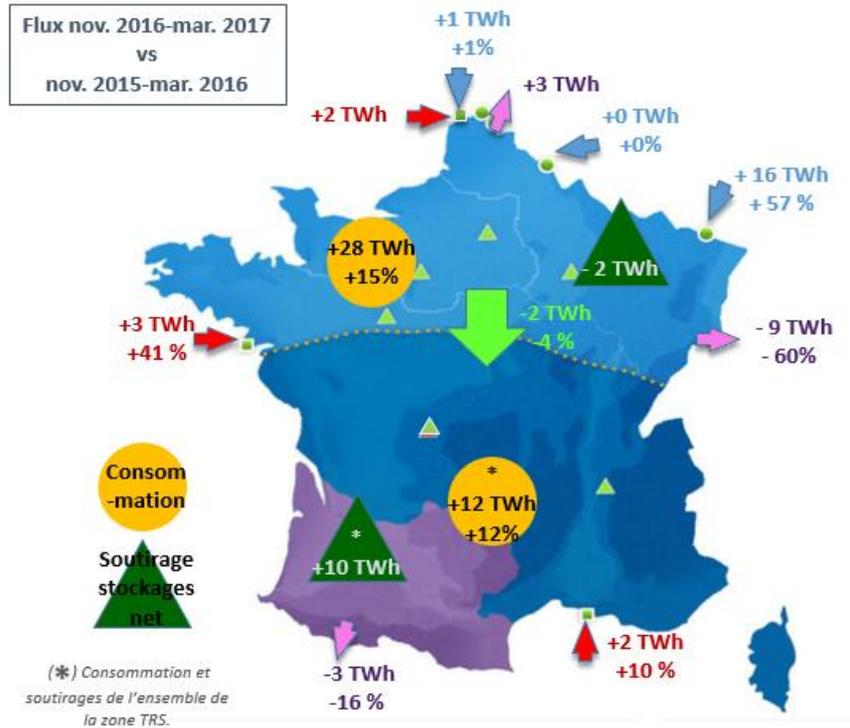
A fin 2016, les capacités fermes de sortie s'élèvent à 658 GWh/j, en hausse de 116 % par rapport à 2005.

GWh/j	2005	2016	Evolution 2005-2016
Capacités fermes d'entrée	2 345	3 585	+52 %

<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

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

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.

La CRE constate que TIGF et GRTgaz prévoient une mise en service des infrastructures le 1<sup>er</sup> novembre 2018, en cohérence avec l'objectif fixé de 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.

<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.



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

### 4.2.2.1 Présentation du projet

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.

### 4.2.2.2 Synthèse de la consultation publique

Un expéditeur prend note de la dérive de coûts affichée sur ce projet.

### 4.2.2.3 Analyse de la CRE

La CRE constate que le projet de création de capacités d'entrée à Oltingue connaît un dépassement du budget. La CRE analysera avec l'opérateur les raisons de ce dépassement.

## 4.2.3 Le projet pilote *Power to gas*

### 4.2.3.1 Présentation du projet

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 d'étudier 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 MW<sub>élec</sub>, 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.

### 4.2.3.2 Synthèse de la consultation publique

Un gestionnaire d'infrastructure adjacente développe également son projet pilote de power-to-gas.

Un contributeur émet des réserves sur le traitement tarifaire du projet Jupiter 1000 piloté par les GRT et rappelle que la production d'énergie renouvelable ne fait pas partie de leurs missions. Un contributeur demande la mise en place d'un retour d'expérience sur le projet.

### 4.2.3.3 Analyse de la CRE

La CRE rappelle que le projet approuvé dans le cadre des tarifs ATRT est un projet pilote qui permet d'étudier les effets de la production sur les réseaux de transport. Cette approbation n'a pas pour objet de permettre le développement commercial par les GRT de ce type de technologie, ni de les autoriser à faire de la production de gaz renouvelable.

La CRE demande aux GRT de présenter un retour d'expérience lorsque le projet sera mis en service.

## 4.3 Projets à l'étude

La quasi-totalité des contributeurs considère que les capacités disponibles à ce jour sont suffisantes. D'ailleurs, le rapport 2017 de l'ENTSOG sur la sécurité d'approvisionnement fait apparaître que dans tous les scénarios de rupture d'approvisionnement envisagés, la France ne subissait aucune diminution de ses approvisionnements.

### 4.3.1 Les projets MidCat et STEP

#### 4.3.1.1 Présentation du projet

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 vers France et 160 GWh/j dans le sens France vers Espagne, nécessiterait, outre la nouvelle

<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

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 et en 2017. 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 Barbaira, pour un coût estimé à 290 M€. L'étude commune des GRT conclut que, dans ce cas, seules des capacités interruptibles seraient créées. Ce projet a été examiné dans le cadre du Groupe de Haut niveau sur les interconnexions franco-ibériques. L'analyse coûts-bénéfices ad hoc menée dans ce cadre, conclut à l'absence de bénéfices pour la France, les bénéfices du projet étant exclusivement localisés dans la péninsule ibérique. Le projet STEP a été identifié comme Projet d'intérêt commun en 2017.

#### 4.3.1.2 Synthèse de la consultation publique

La totalité des contributeurs est défavorable aux projets MidCat et STEP, à l'exception d'un gestionnaire d'infrastructure. Celui-ci considère que les projets inclus dans le projet MidCat (ERIDAN et Est Lyonnais) sont nécessaires pour décongestionner le cœur du réseau de transport français.

Les autres contributeurs considèrent que ces projets ne doivent se faire que dans le cadre d'une *open season*, et uniquement sur la base d'une analyse coût/bénéfices positive.

#### 4.3.1.3 Analyse de la CRE

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

#### 4.3.2.1 Présentation du projet

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'ENTSOG, montrent des bénéfices insuffisants pour couvrir le coût de déploiement d'un tel projet.

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

#### 4.3.2.2 Synthèse de la consultation publique

La majorité des contributeurs est favorable à l'arrêt du projet d'odorisation décentralisée, avant sa phase de déploiement. En ce qui concerne le projet de désodorisation centralisée, un gestionnaire d'infrastructure estime que ce principe est une solution qui réclame de très lourds investissements, sans aucun bénéfice pour le consommateur français.

#### 4.3.2.3 Analyse de la CRE

La CRE constate que le projet de rebours vers l'Allemagne fondé sur une solution d'odorisation décentralisée n'est pas retenu pour la 3<sup>ème</sup> liste de Projets d'Intérêt Commun. En conséquence, vu l'importance des coûts de mise en œuvre d'une solution d'odorisation décentralisée, la CRE demande à GRTgaz de ne pas poursuivre cette solution.

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

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

#### 4.3.3.1 Présentation du projet

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 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.

#### 4.3.3.2 Synthèse de la consultation publique

Les acteurs demandent de la transparence quant au plan de conversion présenté par les opérateurs aux ministres chargés de l'énergie, de la sécurité industrielle et de l'économie, et en particulier concernant une éventuelle accélération du calendrier de conversion.

#### 4.3.3.3 Analyse de la CRE

Conformément au décret n° 2016-348, la CRE a pris une délibération le 21 mars 2018 portant avis sur le plan de conversion de la zone B en gaz H, dans laquelle elle a présenté les résultats de l'étude technico-économique et a émis un certain nombre de demandes à mettre en œuvre par les opérateurs dans le cadre de la phase pilote afin d'étudier, en vue de la phase de déploiement industriel, plusieurs solutions permettant d'optimiser les coûts et de minimiser les risques de ce projet. Dans une seconde délibération, la CRE arrêtera les trajectoires financières de la phase pilote. Enfin, une fois que certaines incertitudes notamment sur les modes opératoires auront été levées grâce aux secteurs pilotes, elle fixera les trajectoires financières pour la phase de déploiement industriel et envisage, pour cette phase, de mettre en place un mécanisme de régulation incitative sur l'ensemble du projet.

### 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 étape intermédiaire possible 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 2015-2024, le projet d'extension du terminal est prévu pour 2022, avec une phase intermédiaire possible en 2020, et le développement des ouvrages nécessaires pour l'évacuation du gaz est établi à l'horizon 2022 sur le réseau de GRTgaz en fonction du développement final.

Elengy, propriétaire du terminal de Montoir de Bretagne, envisage l'augmentation des capacités de regazéification à l'horizon 2021-2023. Pour ce faire, le renforcement de l'artère du Maine sera nécessaire sur le réseau de GRTgaz.

Dans le TYNDP 2017, comme pour le terminal de Fos Cavaou, le développement de la totalité des ouvrages nécessaires du réseau de GRTgaz est calé sur la date de mise à disposition finale des ouvrages de regazéification.

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

	Mise en service prévue par les porteurs de projets (PDD2017)	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

Analyse de la CRE

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 ont été mises à jour cette année par rapport aux données publiées dans le TYNDP 2017, basées sur le PDD 2015. 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

Synthèse de la consultation publique

Plusieurs acteurs sont défavorables aux développements des stockages dès lors que tout nouveau projet devra être impérativement payé par des souscriptions à long terme. Dans un contexte de réforme de l'activité, un acteur considère qu'il est préférable d'attendre le périmètre retenu par la PPE avant d'envisager des projets de développement.

Par ailleurs, Storengy précise que :

- concernant le site de Hauterives, le statut du projet est « décidé », à la suite de l'achèvement des travaux décidés ;



- concernant le site de Manosque, le projet est « suspendu » et non pas « non décidé ».

#### Analyse de la CRE

Dans le cadre de la réforme du stockage, le tarif fixé par la CRE considère le périmètre de la PPE actuelle. Les travaux étant en cours concernant la prochaine PPE, la CRE a prévu dans sa délibération du 22 mars 2018 relative au tarif d'utilisation des stockages souterrains de gaz naturel de Storengy, TIGF et Géométhane, une clause de rendez-vous.

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**

#### **4.3.6.1 Présentation du projet**

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 répondre à ces demandes d'injection, plusieurs solutions peuvent être mises en œuvre (rebours, maillage du réseau, développement de stations GNV). D'une part, le développement de la filière mobilité permettra d'augmenter les soutirages des réseaux de distribution. 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, la CRE, dans ses délibérations du 21 décembre 2017<sup>26</sup>, a approuvé pour GRTgaz le projet West Grid Synergy situé à Pouzauges en Vendée et à Pontivy dans le Morbihan et pour TIGF le lancement d'un projet pilote dans le cadre de son programme de recherche et d'innovation.

Le projet de GRTgaz 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.

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

#### **4.3.6.2 Synthèse de la consultation publique**

Un expéditeur et un gestionnaire d'infrastructure sont favorables au développement de projets rebours, qui permettrait d'accueillir de nouveaux projets de méthanisation sur les réseaux.

#### **4.3.6.3 Analyse de la CRE**

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

<sup>26</sup> Délibérations du 21 décembre 2017 portant approbation des programmes d'investissements pour l'année 2018 de GRTgaz et de TIGF

Les GRT et GRD ont présenté une trajectoire d'injection de gaz renouvelable nécessitant la mise en service d'ici 2021 de 14 nouveaux projets de rebours : 7 en 2020 et 7 en 2021.

Dans ses délibérations du 21 décembre 2017, la CRE a précisé qu' : « *une réflexion plus globale devrait être lancée en parallèle [du développement des trois projets pilotes] par les GRT et GRD pour évaluer la pertinence économique du rebours par rapport aux alternatives envisageables et ainsi de déterminer une méthodologie d'évaluation et d'optimisation des besoins d'installations de rebours.* »

Dans ce contexte, la CRE étudie, en concertation avec les opérateurs de réseau, au même titre que le développement des rebours, l'ensemble des mécanismes permettant le développement des sites d'injection de biométhane, comme le maillage des réseaux ou le développement du gaz mobilité (développement des stations GNV).

#### **4.3.7 L'adaptation du réseau régional de TIGF**

TIGF présente dans son plan à 10 ans plusieurs projets de développement et de rénovation du réseau régional. Ces projets sont justifiés par des prévisions d'augmentation des consommations aux extrémités des antennes (migration des populations hors des centres urbains) et par le développement de nouvelles distributions publiques.

TIGF prévoit, à l'horizon du plan, deux projets décidés (développement de la zone Landes Sud, rénovation de l'antenne de Capens–Pamiers) et trois en cours d'étude (renforcement des zones Montauban–Rodez–Albi et Arcachon-La teste, Rénovation de la station de Mont).

**DECISION DE LA CRE**

1. 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. 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.
2. 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'ENTSOE.
3. La CRE constate que les plans décennaux présentés par les GRT sont cohérents avec le plan de l'ENTSOE.
4. En ce qui concerne les modalités de consultation du marché, dans le cadre de la préparation du plan à dix ans,
  - la CRE demande aux GRT de consulter plus largement les acteurs de marché dans le cadre de la préparation de leurs plans à dix ans.
  - en particulier, la CRE demande aux GRT de publier leurs plans décennaux de développement en même temps que leur transmission à la CRE.
5. En ce qui concerne les scénarios de prévisions de la demande,
  - la CRE demande aux GRT d'explicitier dans les prochains exercices et pour chacun des scénarios les hypothèses sous tendant l'atteinte des objectifs de la LTECV et de la PPE et les écarts éventuels. La CRE demande à GRTgaz et TIGF de retenir des scénarios cohérents à ceux proposés par RTE pour la production d'électricité ;
  - la CRE demande à TIGF de présenter des scénarios de demande à la pointe et les hypothèses sous-jacentes.
6. En ce qui concerne la trajectoire prévisionnelle d'injection de gaz renouvelable,
  - la CRE demande à GRTgaz et TIGF d'étudier plusieurs scénarios et leurs conséquences sur les besoins de développement des réseaux ;
  - la CRE demande à GRTgaz et TIGF de présenter en concertation gaz les hypothèses sous-jacentes.
7. La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise au ministre d'Etat, ministre de la transition écologique et solidaire. Elle sera notifiée à GRTgaz et TIGF.

Délibéré à Paris, le 22 mars 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO