

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

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2019-002 DU 7 FÉVRIER 2019 RELATIVE À L'ANALYSE DES PLANS DÉCENNAUX DE DÉVELOPPEMENT DE GRTGAZ ET TERÉGA

Cadre juridique

Le règlement (CE) n° 715/2009¹ prévoit, dans son article 8 §3-b, que le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour le gaz (ci-après « ENTSOG² ») adopte, tous les deux ans, un plan décennal non contraignant de développement des réseaux européens (ci-après « TYNDP »³), 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 de gaz (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 de gaz. La CRE invite les parties intéressées à lui adresser leur contribution au plus tard le 7 mars 2019.

Paris, le 7 février 2019.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Un commissaire,

Christine CHAUVET

¹ 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

² European network of transmission system operators in gas

³ « Ten-year network development plan »

SOMMAIRE

1. CONTEXTE	4
1.1 LE BILAN PRÉVISIONNEL PLURIANNUEL DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE.....	4
1.2 PLAN DÉCENNAL DE DÉVELOPPEMENT DE L'ENTSO (TYNDP).....	4
1.3 ÉLÉMENTS PRÉSENTÉS DANS LA CONSULTATION PUBLIQUE	4
1.4 CONSULTATION DES ACTEURS.....	5
2. SCÉNARIOS D'ÉVOLUTION DE LA DEMANDE TOTALE DE GAZ	6
2.1 HYPOTHÈSES DE CONSOMMATION DE GAZ EN FRANCE DANS LE BILAN PRÉVISIONNEL DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX.....	6
2.1.1 L'évolution de la consommation de gaz sur la zone GRTgaz à l'horizon 2027.....	7
2.1.2 L'évolution de la consommation de gaz sur la zone Teréga à l'horizon 2027.....	8
2.2 HYPOTHÈSES DE CONSOMMATION DE GAZ À LA POINTE EN FRANCE DANS LE BILAN PRÉVISIONNEL DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX.....	9
2.2.1 L'évolution de la consommation de gaz à la pointe sur la zone GRTgaz à l'horizon 2027.....	9
2.2.2 L'évolution de la consommation de gaz à la pointe sur la zone Teréga à l'horizon 2027.....	10
2.3 HYPOTHÈSES DE CONSOMMATION DE GAZ EN EUROPE DANS LE PLAN DE DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX DE L'ENTSO.....	11
2.4 ANALYSE PRÉLIMINAIRE DE LA CRE	12
3. HYPOTHÈSES D'INJECTION DE GAZ D'ORIGINE RENOUVELABLE DANS LES RÉSEAUX.....	14
3.1 HYPOTHÈSES D'INJECTION DE GAZ D'ORIGINE RENOUVELABLE DANS LES RÉSEAUX DANS LES PLANS À DIX ANS DES GRT FRANÇAIS	14
3.1.1 Biométhane.....	14
3.1.2 Power to gas.....	15
3.2 HYPOTHÈSES D'ÉVOLUTION D'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLE DANS LES RÉSEAUX EN EUROPE DANS LE PLAN DE DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX DE L'ENTSO.....	15
3.2.1 Biométhane.....	15
3.2.2 Power to gas.....	16
3.3 ANALYSE PRÉLIMINAIRE DE LA CRE	16
3.3.1 Biométhane.....	16
3.3.2 Power to gas.....	18
4. LES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT IDENTIFIÉS PAR LES GRT DANS LES PLANS À 10 ANS	18
4.1 OFFRE DE CAPACITÉS DE TRANSPORT SUR LE RÉSEAU FRANÇAIS EN 2018	18
4.2 LES DÉVELOPPEMENTS DU RÉSEAU PRINCIPAL DE TRANSPORT MIS EN SERVICE EN 2018.....	18
4.2.1 La place de marché unique en France.....	18
4.2.2 La création de capacités d'entrée à Oltingue	19
4.3 LES PROJETS D'INVESTISSEMENTS EN COURS OU À L'ÉTUDE.....	19
4.3.1 Les projets MidCat et STEP.....	19
4.3.2 Le rebours vers l'Allemagne et l'odorisation décentralisée	19
4.3.3 La conversion de la zone B en gaz H.....	20
4.3.4 Le renforcement de la station de compression d'AGU sur la zone Teréga	21
4.3.5 La création d'un compresseur supplémentaire sur la zone Teréga	21
4.3.6 Le développement des infrastructures adjacentes	21
4.3.6.1 Les capacités de regazéification	21

4.3.6.2	Les capacités de stockage.....	22
4.3.7	Les projets d'investissements sur les réseaux régionaux.....	22
4.3.7.1	Les projets d'investissements sur le réseau régional de GRTgaz	22
4.3.7.2	Les projets d'investissements sur le réseau régional de Teréga	22
4.3.8	L'accueil du biométhane sur les réseaux : le recours au rebours	23
4.3.8.1	Evolution du nombre de rebours	23
4.3.8.2	Projets de rebours en cours ou à l'étude	24
4.3.9	Les projets d'investissement dans l'hydrogène.....	25
4.3.9.1	Le projet pilote Power to gas Jupiter 1000	25
4.3.9.2	Le projet démonstrateur d'injection d'hydrogène dans les réseaux FenHYx.....	25
5.	QUESTIONS	26
6.	MODALITÉS DE RÉPONSE À LA CONSULTATION PUBLIQUE	27

1. CONTEXTE

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

La première programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) portait sur les périodes 2016-2018 et 2019-2023. La prochaine PPE portera sur les périodes 2019-2023 et 2024-2028. Le projet de PPE a été publié le 25 janvier 2019⁴ pour consultation. Ce projet inclut notamment :

- la diminution de la consommation primaire de gaz naturel fossile de 19 % par rapport à 2012 pour atteindre 387 TWh⁵ en 2028 ;
- une consommation totale de gaz à 420 TWh en 2028, grâce aux mesures de maîtrise de la demande en énergie ;
- la multiplication par cinq de la production de gaz renouvelable par rapport à 2017 pour atteindre 24 à 32 TWh en 2028 (dont 14 à 22 TWh de biométhane injecté dans les réseaux) et permettre ainsi de respecter l'objectif de la Loi de Transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) de porter de 7 à 10 % la part du gaz renouvelable dans la consommation de gaz d'origine renouvelable en 2030, si les baisses de coût visées dans la trajectoire de référence sont bien réalisées.

Par ailleurs, l'article L. 141-10 du code de l'énergie modifié par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (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 régazéification, de production renouvelable et des échanges avec les réseaux gaziers étrangers.* »

En coordination avec GRDF et les ELD, GRTgaz et Teréga ont publié le bilan prévisionnel pluriannuel 2018 à l'horizon 2035 le 25 janvier 2019. L'ensemble des hypothèses a été réévalué à partir des données de la dernière année de consommation et de production disponibles, soit 2017. Ce sont sur ces résultats que se fondent les plans décennaux de développement (PDD) 2018-2027 des GRT.

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

Selon le règlement (CE) n° 715/2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport et de gaz naturel, l'ENTSOG doit établir, tous les deux ans, un plan décennal non contraignant de développement du réseau (ci-après TYNDP – « *Ten-year Network Development Plan* »). Le règlement (UE) n° 347/2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes (dit « *règlement infrastructures* ») dispose que ce plan doit se baser sur des analyses coûts bénéfiques dont la méthodologie doit également être préparée par l'ENTSOG. Les analyses coûts-bénéfices des projets identifiés dans le TYNDP servent ensuite de support à la sélection des Projets d'Intérêt Commun (PIC) européens et à l'allocation transfrontalière des coûts prévue par le règlement infrastructures.

Le TYNDP 2018 de l'ENTSOG a été publié en décembre 2018⁶. Les scénarios utilisés dans le TYNDP 2018⁷ ont été élaborés pour la première fois de manière conjointe par l'ENTSOG et l'ENTSOE, afin de renforcer la cohérence entre les plans de développement des réseaux de gaz et d'électricité. Les hypothèses relatives à la demande, à la production électrique et aux approvisionnement gaziers ont été publiées en avril 2018 dans le Rapport sur les scénarios du TYNDP 2018. Ces hypothèses ont été préparées pour la France en s'appuyant sur le bilan prévisionnel 2016 pour les trajectoires de consommation et d'injection de gaz renouvelable et sur les plans décennaux de développement des GRT publiés en 2017 pour les projets d'investissement.

Les scénarios élaborés par les ENTSOs prennent en compte les prévisions d'évolutions de la demande et de la production de gaz présentés dans les plans décennaux de développement des GRT. Celles des PDD 2018 des GRT serviront à l'élaboration par l'ENTSOG du TYNDP 2020.

1.3 Eléments présentés dans la consultation publique

La présente consultation présente les principaux éléments des plans décennaux 2018-2027 respectifs de GRTgaz et Teréga, ainsi que l'analyse préliminaire de la CRE sur ces éléments. Elle vise à recueillir l'avis des acteurs de marché sur les modalités d'élaboration de ces documents, sur les principales hypothèses et sur les résultats et projets présentés par les GRT.

En particulier, la CRE a examiné la cohérence entre les éléments préparés par les GRT et le TYNDP 2018 de l'ENTSOG. Compte tenu du décalage d'un à deux ans entre les différents exercices réalisés, les comparaisons sont effectuées entre le TYNDP 2018 et :

⁴ [Projet pour consultation PPE](#)

⁵ Le projet de PPE prévoit 349 TWh PCI (pouvoir calorifique inférieur) soit 387 TWh PCS (pouvoir calorifique supérieur)

⁶ <https://www.entsog.eu/tyndp#entsog-ten-year-network-development-plan-2018>

⁷ https://www.entsog.eu/sites/default/files/entsog-migration/publications/TYNDP/2018/entsos_tyndp_2018_Final_Scenario_Report.pdf

- les éléments publiés par les GRT dans les PDD 2016 pour les scénarios de consommation et la production d'électricité à partir de gaz ;
- les éléments publiés par les GRT dans les PDD 2017 pour les scénarios d'injection de gaz renouvelable (à l'horizon 2027) et pour les projets d'investissements.

S'agissant des hypothèses de production d'électricité à partir de gaz, la CRE s'est également appuyée sur les scénarios du bilan prévisionnel 2017 de RTE.

La CRE présente également une comparaison entre les PDD 2018-2027 de GRTgaz et Teréga et les objectifs prévus par le projet de PPE, soumis à consultation publique. Elle rappelle toutefois que les PDD des GRT ont été réalisés avant la publication de cette dernière, le 25 janvier 2019.

La CRE a ainsi mené des comparaisons entre les objectifs du projet de PPE et les PDD des GRT sur :

- la consommation de gaz totale à l'horizon 2030 ;
- la consommation de gaz d'origine fossile à l'horizon 2028 ;
- l'injection de gaz renouvelable à l'horizon 2028.

Les PDD de GRTgaz et Teréga sont annexés à la présente consultation publique.

1.4 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 décennal. 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 régionaux⁸ 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 capacité⁹.

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).

Le rapport présentant les résultats de cette consultation 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 2015¹⁰ 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 2018, les opérateurs de réseaux ont organisé deux réunions de présentation relatives au bilan prévisionnel, la première portait sur les hypothèses retenues dans les différents scénarios, la seconde portait sur les résultats préliminaires. Ces réunions ont été faites en présence des parties prenantes, de représentants de l'administration, de la société civile et des acteurs de l'énergie en France pour échanger sur les principales hypothèses impactant les consommations de gaz naturel par secteur et des gaz renouvelables.

Par ailleurs, GRTgaz et Teréga ont présenté leurs plans décennaux de développement 2018-2027 dans le cadre de la Concertation Gaz du 8 novembre 2018. Teréga a publié son plan décennal en octobre 2018 sur son site internet¹¹ et GRTgaz en janvier 2019¹².

La CRE considère à ce stade que les modalités de consultation des GRT sont satisfaisantes.

⁸ GRIP : Gas regional investment plan

⁹ 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

¹⁰ [Délibération de la CRE du 17 décembre 2015 relative à l'examen du plan décennal de développement et portant décision d'approbation du programme d'investissements pour l'année 2016 de GRTgaz](#)
[Délibération de la CRE du 17 décembre 2015 relative à l'examen du plan décennal de développement et portant décision d'approbation du programme d'investissements pour l'année 2016 de TIGF](#)

¹¹ [Plan décennal de développement du réseau de transport de Teréga 2018 - 2027](#)

¹² [Plan décennal de développement du réseau de transport de GRTgaz 2018 - 2027](#)

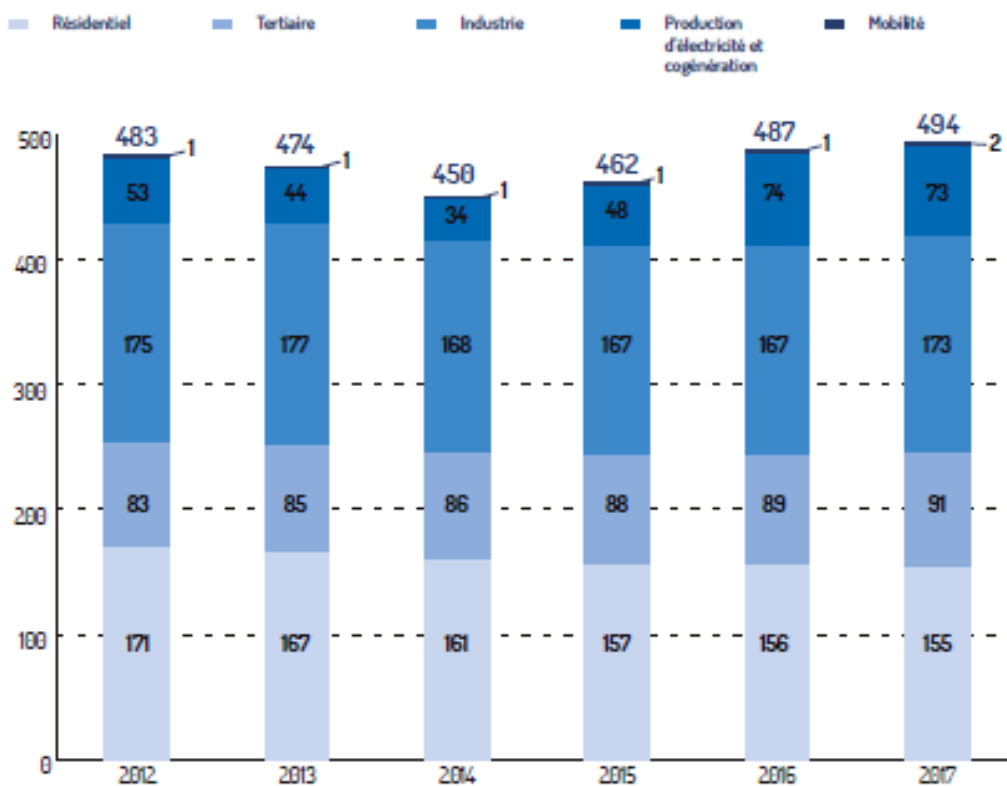
Question 1 Les modalités actuelles de consultation du marché par les GRT vous donnent-elles satisfaction ?

2. SCÉNARIOS D'ÉVOLUTION DE LA DEMANDE TOTALE DE GAZ

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

En 2017, la consommation totale de gaz en France a atteint 494 TWh corrigée du climat, en hausse de 1,4% par rapport à 2016. Après une période de baisse de la consommation totale de gaz sur le début de la décennie, les années 2015-2017 ont été caractérisées par une augmentation de la demande de gaz. Cette hausse s'explique notamment par un recours accru au gaz pour la production d'électricité et par une hausse de la demande industrielle de gaz.

Evolution de la consommation de gaz en France métropolitaine en TWh PCS, corrigée du climat



Source : bilan prévisionnel gaz 2018

Les opérateurs ont élaboré quatre scénarios autour de deux axes (dynamisme de la transition énergétique et complémentarité des réseaux électriques et gaziers) :

- le scénario **Bleu** représente un scénario dans lequel le rythme de la transition énergétique est soutenu, grâce à un rythme volontariste de rénovations, des gains d'efficacité énergétique importants et un développement accéléré des filières d'énergies renouvelables ;
- dans le scénario **Orange**, le rythme de la transition énergétique est limité par les moyens mobilisés pour sa concrétisation et s'appuie principalement sur l'optimisation des infrastructures énergétiques existantes ;
- dans le scénario **Rouge**, le rythme de la transition énergétique est freiné par des conditions économiques atones avec une prolongation des tendances actuelles de développement des énergies renouvelables ;
- dans le scénario **Violet**, le rythme de la transition énergétique est dynamique. Elle est fondée sur un recours massif à l'électricité sans optimisation de l'utilisation des différentes infrastructures énergétiques existantes.

Hypothèses des scénarios du bilan prévisionnel 2018

Inducteurs des scénarios	Orange	Rouge	Bleu	Violet
Efficacité énergétique et sobriété	Hausse modérée	Hausse modérée	Forte hausse	Forte hausse
Evolution des usages gaz dans les bâtiments	Hausse modérée	En légère baisse	Stable	En forte baisse
Evolution des usages gaz dans l'industrie	Hausse modérée	Stable	Hausse modérée	En légère baisse
Mobilité gaz	Très forte hausse	Hausse modérée	Forte hausse	Hausse modérée
Production de gaz vert	Forte hausse	Hausse modérée	Très forte hausse	Forte hausse

Source : bilan prévisionnel gaz 2018

Détails des scénarios de consommation en volume au périmètre France par secteur en 2027

TWh	Consommation 2017	Prévisionnel 2027			
		Orange	Rouge	Bleu	Violet
Résidentiel	155	133	121	129	116
Tertiaire	91	82	76	78	68
Industrie	173	164	161	153	140
PEC ¹³ + cogénération	73	73	70	59	59
Mobilité	2	46	17	21	17
TOTAL	494	497	445	439	400
TCAM 2017-2017	-	+0,1 %	-1,0 %	-1,1 %	-2,1 %

Source : bilan prévisionnel gaz 2018

Les GRT prévoient une diminution de la consommation dans trois scénarios sur quatre (**Rouge**, **Bleu** et **Violet**) et un scénario à consommation quasi constante (**Orange**). Les quatre scénarios affichent une réduction importante de la consommation des secteurs résidentiel et tertiaire et un développement de la mobilité gaz. Les scénarios les plus volontaristes dans le rythme de la transition énergétique (**Bleu** et **Violet**), affichent également une diminution de la consommation du secteur industriel et de la consommation de gaz nécessaire à la production d'électricité (centralisée et cogénération).

2.1.1 L'évolution de la consommation de gaz sur la zone GRTgaz à l'horizon 2027

La consommation totale de gaz au sein de la zone d'équilibrage de GRTgaz en 2017 s'élève à 465 TWh, en hausse de 0,4 % par rapport au niveau de consommation de 2016. Dans sa communication du 24 janvier 2019 sur le bilan gaz 2018, GRTgaz a publié les données de consommation réalisées pour 2018, avec 442 TWh sur sa zone d'équilibrage.

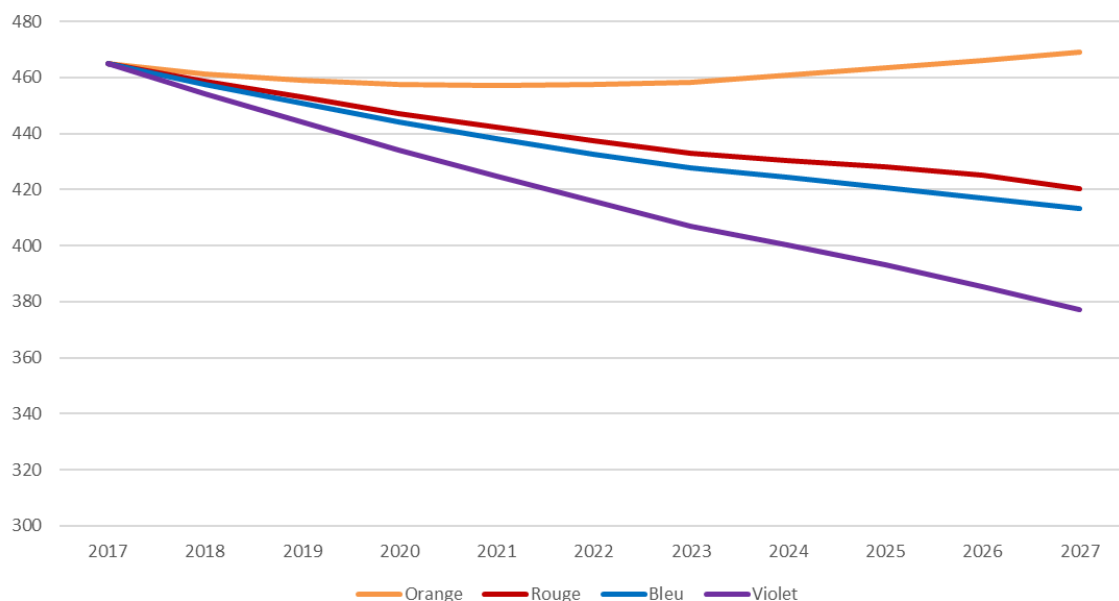
Sur la base des quatre scénarios du bilan prévisionnel 2018, GRTgaz présente l'évolution de la demande totale de gaz sur sa zone d'équilibrage à l'horizon 2027.

¹³ Production d'électricité centralisée

Evolution des scénarios de consommation au périmètre GRTgaz en 2027

TWh	Consomma- tion 2017	Prévisionnel 2027			
		Orange	Rouge	Bleu	Violet
Total	465	469	420	413	377
TCAM 2017-2027	-	+0,1 %	-1,0 %	-1,2 %	-2,1 %

Consommation de gaz au périmètre GRTgaz (en TWh)



Source : Plan décennal de développement de GRTgaz 2018

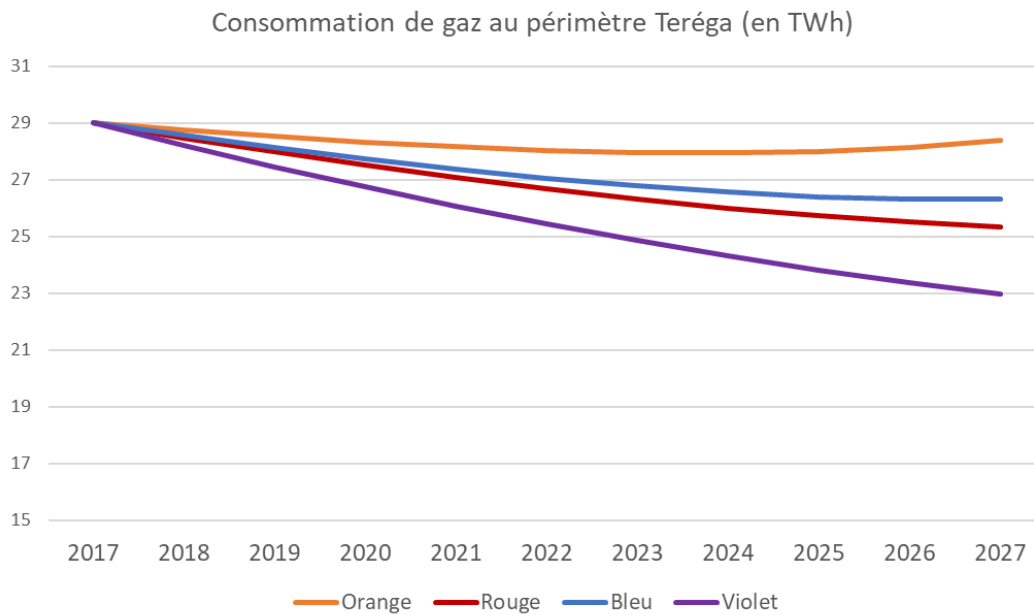
2.1.2 L'évolution de la consommation de gaz sur la zone Teréga à l'horizon 2027

La consommation totale de gaz au sein de la zone d'équilibrage de Teréga en 2017 s'élève à 29 TWh, stable par rapport au niveau de consommation de 2016.

Sur la base des quatre scénarios du bilan prévisionnel 2018, Teréga présente l'évolution de la demande totale de gaz sur sa zone d'équilibrage à l'horizon 2027.

Evolution des scénarios de consommation au périmètre Teréga en 2027

TWh	Consomma- tion 2017	Prévisionnel 2027			
		Orange	Rouge	Bleu	Violet
Total	29	28	25	26	23
TCAM 2017-2027	-	-0,2 %	-0,9 %	-0,8 %	-2,0 %



Source : Plan décennal de développement Teréga 2018

2.2 Hypothèses de consommation de gaz à la pointe en France dans le bilan prévisionnel des gestionnaires de réseaux

Conformément à la réglementation, les gestionnaires de réseaux de transport établissent chaque année, pour l'hiver suivant, la consommation en pointe de froid, dite « pointe au risque 2 % ». Celle-ci correspond au niveau de consommation qui aurait lieu dans des conditions climatiques extrêmes, où la température journalière moyenne extérieure est inférieure ou égale à la température la plus basse ayant une probabilité d'occurrence de 2 %.

2.2.1 L'évolution de la consommation de gaz à la pointe sur la zone GRTgaz à l'horizon 2027

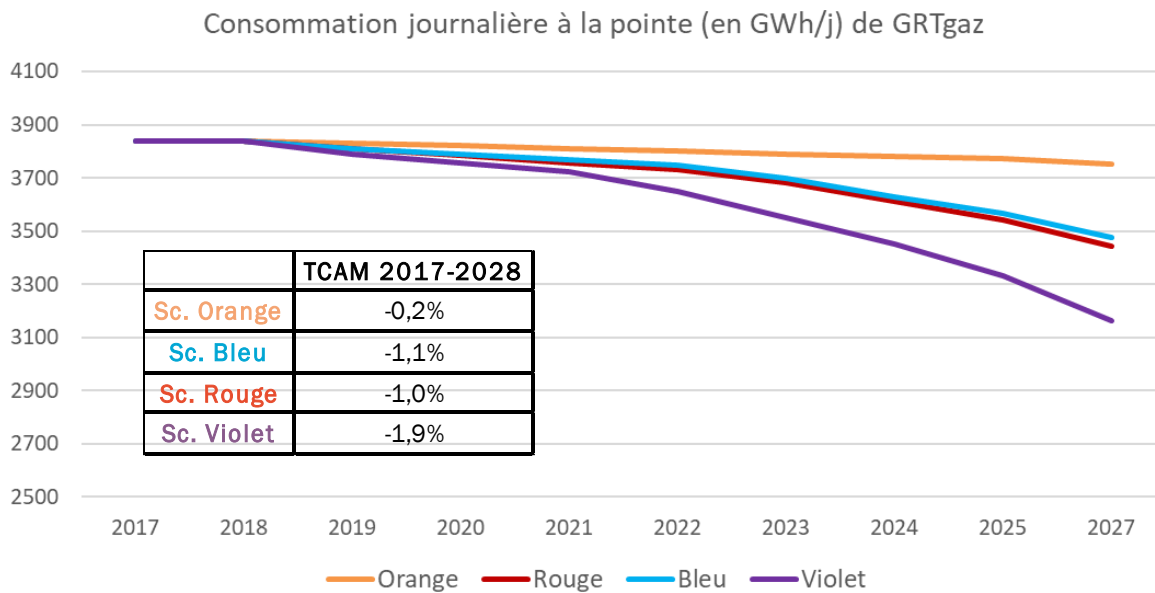
L'évolution de la consommation de gaz à la pointe est établie à partir de la pointe constatée en 2017-2018 et des quatre scénarios d'évolution de la demande, en prenant en compte les facteurs pouvant entraîner une divergence des évolutions de la demande à la pointe et de la demande moyenne annuelle. C'est le cas des secteurs résidentiel et tertiaire, où GRTgaz constate une dégradation du rendement des pompes à chaleur au gaz en conditions de températures très froides.

La capacité en consommation de pointe en zone GRTgaz pour l'hiver 2017-2018 est estimée à 3 839 GWh/j (hors autoconsommation), dont 74 % (2830 GWh/j) pour les distributions publiques et 24 % (1 009 GWh/j) pour les clients raccordés directement au réseau de transport. GRTgaz prévoit une diminution de la consommation de gaz à la pointe dans tous les scénarios.

Le scénario **Orange** affiche un recul de la pointe P2 des distributions publiques, compensée par une hausse de la pointe des clients raccordés directement au réseau de transport,

Les scénarios **Bleu** et **Violet** affichent une diminution plus forte de la pointe des distributions publiques à l'horizon de l'hiver 2027-2028, ainsi qu'une diminution de la pointe des clients raccordés directement au réseau de transport. Le scénario **Rouge** voit un recul de la pointe des distributions publiques mais une stagnation de celle des clients raccordés directement au réseau de transport.

Evolution des capacités de pointe sur la zone GRTgaz à horizon 2027 (en GWh/j)



Source : Plan décennal de développement GRTgaz 2018

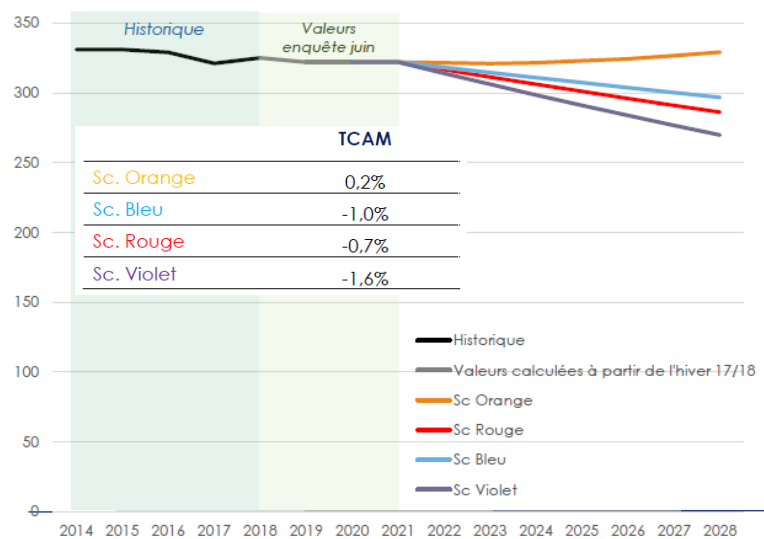
2.2.2 L'évolution de la consommation de gaz à la pointe sur la zone Teréga à l'horizon 2027

L'évolution de la consommation de gaz à la pointe sur la zone d'équilibrage Teréga est établie en fonction des quatre scénarios d'évolution de la demande à l'horizon 2027-2028.

La capacité en consommation de pointe en zone Teréga pour l'hiver 2017-2018 est estimée à 325 GWh/j, dont 90 % (293 GWh/j) pour les distributions publiques et 10 % (32 GWh/j) pour les clients raccordés directement sur le réseau de transport. Teréga prévoit une augmentation de la pointe des distributions publiques pour les trois hivers à venir estimée suite à l'enquête de juin, en raison de l'intégration des réseaux de chaleur. Dans son plan décennal de développement, Teréga estime que les réseaux de chaleur représentent 1,7% de la pointe P2 Teréga.

Teréga prévoit une diminution de la consommation de gaz à la pointe dans trois scénarios sur quatre (**Rouge**, **Bleu** et **Violet**) et un scénario à consommation de pointe constante (**Orange**). Teréga estime que les capacités de pointe des industriels évoluent au même rythme que les consommations annuelles.

Evolution des capacités de pointe sur la zone Teréga à horizon 2027 (en GWh/j)



Source : Plan décennal de développement Teréga 2018

2.3 Hypothèses de consommation de gaz en Europe dans le plan de développement des réseaux de l'ENTSOG

L'exercice de construction du TYNDP nécessitant deux ans de travaux, les données transmises par les GRT pour la construction du TYNDP 2018 sont issues des plans décennaux 2016-2025. Les chiffres présentés dans les plans décennaux 2018-2027 serviront à l'élaboration du TYNDP 2020.

Contrairement aux exercices précédents, les scénarios du TYNDP 2018 ont été élaborés conjointement par l'ENTSOG et l'ENTSOE. Le TYNDP 2018 a fait l'objet de nombreux échanges et publications au cours de l'année, et a été publié en décembre 2018. Les scénarios retenus pour cet exercice ont été publiés en mars 2018.

Plusieurs scénarios sont présentés en fonction de l'horizon de temps pris en compte (2025, 2030 et 2040). Le périmètre du TYNDP concerne les 28 pays de l'Union européenne élargie aux pays membres de l'ENTSOG mais non-membres de l'UE (UE 28+).

Ainsi, à l'horizon 2025, deux scénarios sont pris en compte en fonction du niveau de rentabilité du gaz vis-à-vis du charbon : le scénario CBG pour « **Coal before gas** » et le scénarios GBC pour « **Gas before coal** ».

A l'horizon 2030, deux scénarios réalisés par l'ENTSOE et l'ENTSOG sont présentés ainsi qu'un scénario externe réalisé par la Commission européenne :

- le scénario « **Sustainable Transition** » : le gaz remplace le charbon dans la production d'électricité :

La consommation totale de gaz de l'UE 28+ augmente de 13 % entre 2020 et 2030 (+10 % à l'horizon 2040). Cette croissance est tirée notamment par la production d'électricité dont les besoins en gaz augmentent de 82 % entre 2020 et 2030 (+74 % à l'horizon 2040) et par la consommation du secteur des transports multipliée par 4 (par 5 à l'horizon 2040) alors que la consommation des secteurs résidentiel et tertiaire diminue, en lien avec une amélioration de l'efficacité énergétique. La demande industrielle est relativement stable ;

- le scénario « **Distributed Generation** » : électrification des usages et utilisation du gaz pour passer les pics :

La consommation totale de gaz de l'UE 28+ diminue de 2 % entre 2020 et 2030 (-5 % à l'horizon 2040). Cette diminution est due essentiellement à la consommation dans les secteurs résidentiel et tertiaire, principalement en lien avec les technologies de chauffage électrique et les mesures d'isolation des bâtiments, et dans le secteur industriel dont la consommation de gaz décroît en raison de l'électrification du chauffage industriel. Cependant, le gaz reste indispensable pour couvrir les pics de demande, la production d'électricité à partir de gaz augmente de 29 % entre 2020 et 2030 (+36 % à l'horizon 2040). La demande de gaz pour le secteur des transports est plus que doublée entre 2020 et 2030 (quadruplée à l'horizon 2040) ;

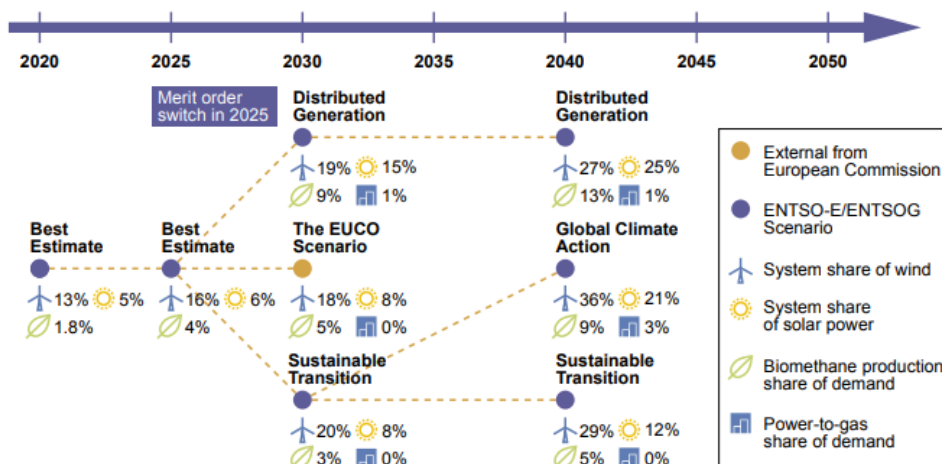
- le scénario « **EUCO** » : scénario externe concentré sur le développement des énergies renouvelables :

Il modélise l'achèvement des objectifs 2030 fixés par le Conseil de l'Europe en 2014, en ajoutant un objectif d'efficacité énergétique de 30 %. Ce scénario a remplacé le précédent scénario Global Climate Action en tant que troisième scénario à l'horizon 2030. Dans ce scénario, la consommation totale de gaz augmente de 3 % entre 2020 et 2030. Cette croissance est tirée notamment par la production d'électricité qui fait davantage appel au gaz (+79 % entre 2020 et 2027) et par le secteur des transports (multiplication par 2,7). Les secteurs résidentiel et industriels affichent une diminution respectivement de 21 % et de 13 %, en lien avec une amélioration de l'efficacité énergétique.

A l'horizon 2040, le TYNDP 2018 prévoit un troisième scénario en complément des scénarios « **Sustainable Transition** » et « **Distributed Generation** » :

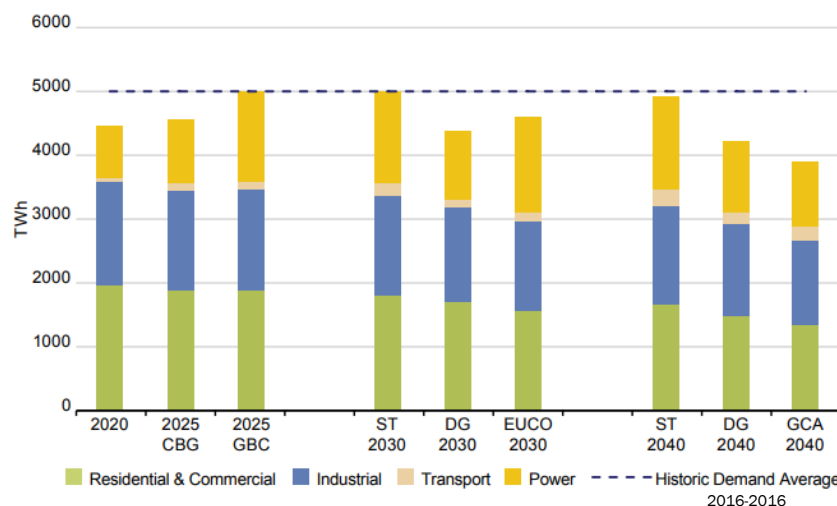
- le scénario « **Global Climate Action** », dans lequel la consommation totale de gaz de l'UE 28+ diminue de 13 % entre 2020 et 2040. Cette diminution est due essentiellement à une baisse de 33 % de la consommation des secteurs résidentiel et tertiaire, en lien avec une amélioration de l'efficacité énergétique et des mesures d'isolation des bâtiments. Le gaz est essentiel pour couvrir les situations de pointe, la production d'électricité est en hausse de 21 % entre 2020 et 2040. La demande de gaz pour le secteur des transports est plus que quadruplée entre 2020 et 2040.

Structure des scénarios retenus pour le TYNDP 2018



Source : ENTSOG

Consommation totale de gaz en Europe selon les scénarios du TYNDP 2018 (TWh)



Source : ENTSOG

2.4 Analyse préliminaire de la CRE

Comparaison des scénarios du PDD 2016 avec le TYNDP 2018

Les scénarios qui ont conduit à l'élaboration du TYNDP 2018 sont issus des plans décennaux de développement 2016-2025. Dans leurs plans décennaux, les opérateurs avaient retenu trois scénarios : central (A), haut (B), bas (C).

Les scénarios, présentés dans la délibération de la CRE du 22 mars 2018¹⁴, étaient structurés comme ci-après :

- le scénario A, dit de référence, construit avec un choix d'hypothèses conforme à l'évolution probable du contexte structurel, économique et réglementaire : maintien de la tendance de 2016 de développement des énergies renouvelables et des économies d'énergie ;
- le scénario B constitue la trajectoire haute. Il est caractérisé par une forte disponibilité du gaz sur le marché, des besoins accrus pour la production d'électricité, une progression des usages dans l'industrie et pour le chauffage domestique et tertiaire ;
- le scénario C constitue la trajectoire basse. Il est caractérisé par 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 appliquée 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.

¹⁴ Délibération de la CRE du 22 mars 2018 relative à l'examen des plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF

Ces trois scénarios sont respectivement repris par l'ENTSOG pour les scénarios **Distributed Generation**, **Sustainable Transition** et **Global Climate Action**.

Correspondance des scénarios de consommation du PDD 2016 avec le TYNDP 2018

PDD 2016_2025 des GRT	Scénario A	Scénario B	Scénario C
Scénario ENTSOG	Distributed Generation	Sustainable Transition	Global Climate Action

La CRE considère que la durée d'élaboration du TYNDP (en gaz comme en électricité) entraîne un décalage dommageable entre les données retenues dans le TYNDP et les PDD nationaux. Elle constate toutefois que les trois scénarios A, B et C sont globalement repris par l'ENTSOG pour créer les trois scénarios du TYNDP 2018. L'ensemble des trois scénarios présente une trajectoire de demande de gaz en baisse à l'horizon 2035.

Comparaison des scénarios de consommation du bilan prévisionnel 2018 avec les objectifs du projet de PPE de 2028

Les objectifs du projet de PPE pour 2028 sont :

- une consommation de 387 TWh¹⁵ de gaz en France en 2028 ;
- une demande totale de gaz de 420 TWh en France en 2028.

Dans leur bilan prévisionnel 2018 réalisé dans le cadre de l'élaboration du TYNDP 2020, deux scénarios sur quatre (**Bleu** et **Violet**) permettent d'atteindre les objectifs du projet de PPE en matière de consommation de gaz fossile. En effet, le projet de PPE indique un objectif de 387 TWh de consommation de gaz fossile en 2028 : le scénario **Orange** affiche une consommation de gaz fossile supérieure de 18 % à l'objectif du projet de PPE, et le scénario volontariste **Violet** affiche une consommation de gaz fossile inférieure de 10 % à l'objectif du projet de PPE.

Trajectoire de consommation de gaz fossile au périmètre France en 2028

TWh PCS	Objectif Projet PPE 2028	Prévisionnel 2028*			
		Orange	Rouge	Bleu	Violet
Consommation de gaz fossile	387	455	421	373	347
Consommation totale de gaz	420	497	445	439	400

* L'horizon choisi ici pour l'analyse est 2028, les objectifs du projet de PPE étant identifiés à cette échéance

Source : bilan prévisionnel 2018

Par ailleurs, la précédente PPE 2016-2023 visait un objectif d'au moins 20 % de bioGNV dans le GNV d'ici à 2023. La CRE constate que cet objectif est atteint quel que soit le scénario.

Comparaison des scénarios de production d'électricité avec les scénarios de RTE

Dans son bilan prévisionnel publié en 2017, RTE avait élaboré les scénarios d'évolution du mix électrique Ampère et Volt, retenus par le MTES dans le débat sur la PPE :

- dans le scénario Ampère, où la réduction de la place du nucléaire s'effectue au rythme de la progression des énergies renouvelables, les moyens thermiques de production existants sont prolongés jusqu'à leur date de fin de vie technique sans construction de moyens supplémentaires ;
- dans le scénario Volt, qui consacre un développement soutenu des EnR et une évolution du parc nucléaire en fonction des débouchés économiques à l'échelle européenne, repose sur des capacités d'échange avec les pays voisins. Les moyens thermiques sont moins utilisés.

La CRE constate que les trajectoires retenues s'appuient sur les données des scénarios Volt et Ampère du Bilan prévisionnel de RTE (édition 2017). Une trajectoire reflétant le niveau de consommation de gaz pour la production d'électricité atteint en 2017 a également été retenue.

¹⁵ Le projet de PPE prévoit 349 TWh PCI (pouvoir calorifique inférieur) soit 387 TWh PCS (pouvoir calorifique supérieur)

Trajectoire de production d'électricité à partir de gaz en 2027

TWh	Consomma- tion 2017	Prévisionnel 2027			
		Orange	Rouge	Bleu	Violet
Production d'électricité à partir de gaz	73	73	71	59	59
Scénario de RTE dans son bilan prévisionnel 2017	73	Trajectoire stable	Scénario Am-père	Trajectoire Volt	

Source : Bilan prévisionnel 2018

La CRE constate que les GRT ont établi des scénarios de consommation contrastés, tenant compte des évolutions possibles des usages. Elle constate par ailleurs que les GRT ont répondu à sa demande formulée dans sa délibération du 22 mars 2018 de mise en cohérence des hypothèses de production d'électricité avec les hypothèses de RTE dans son bilan prévisionnel publié en 2017.

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. HYPOTHÈSES D'INJECTION DE GAZ D'ORIGINE RENOUVELABLE DANS LES RÉSEAUX

3.1 Hypothèses d'injection de gaz d'origine renouvelable dans les réseaux dans les plans à dix ans des GRT français

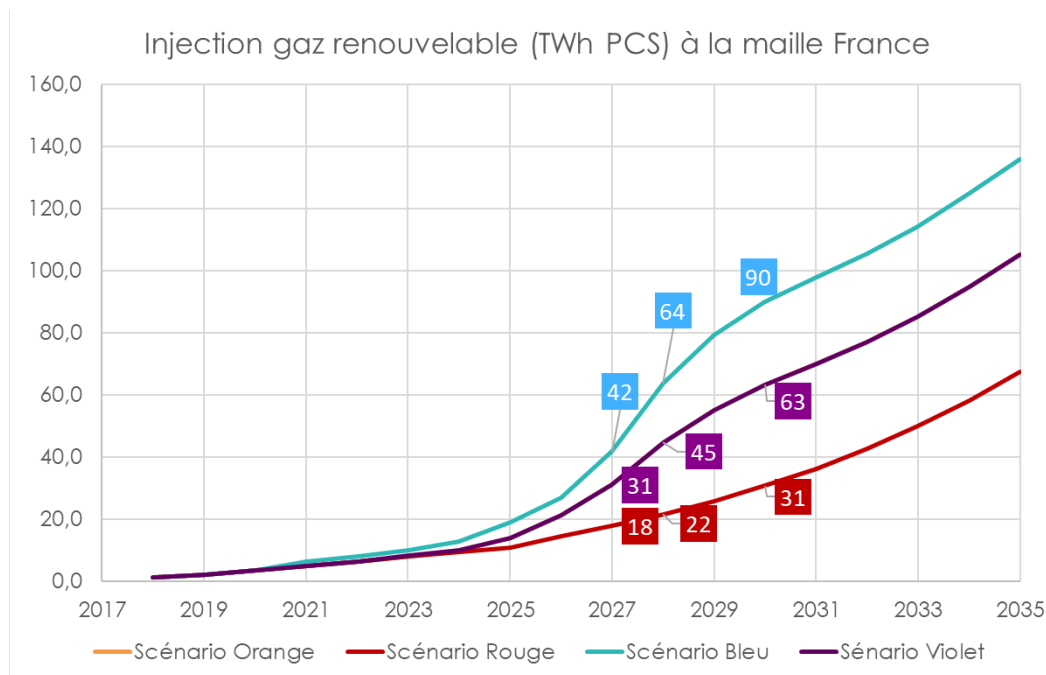
3.1.1 Biométhane

A fin décembre 2018, 76 sites d'injection de biométhane sont en service en France et injectent environ 0,7 TWh/an de biométhane, soit une hausse de 75 % par rapport à 2017. Parmi eux, neuf sites sont directement raccordés aux réseaux de transport, dont deux à celui de Teréga. Le registre de capacités affiche 661 projets en file d'attente, qui représentent une capacité maximale de 14 TWh/an.

Dans le bilan prévisionnel, les prévisions d'injection varient entre 18 et 42 TWh à l'horizon 2027, et entre 31 et 90 TWh à l'horizon 2030 :

- dans les scénarios **Orange** (la transition énergétique s'appuie sur les technologies matures et les réseaux existants) et **Violet** (transition énergétique centrée sur l'électrification des usages, émergence rapide de la filière de biométhane), les opérateurs estiment un niveau de 31 TWh injectés en 2027 (60 TWh injectés en 2030) ;
- dans le scénario **Rouge** (faible développement de la filière), les opérateurs prévoient l'injection de 18 TWh en 2027 (31 TWh en 2030) ;
- dans le scénario **Bleu** (la transition énergétique s'appuie sur les infrastructures existantes et l'émergence de nouvelles technologies), les opérateurs estiment un niveau de 42 TWh en 2027 (90 TWh injectés en 2030).

Trajectoire d'injection de gaz renouvelable au périmètre France en 2027



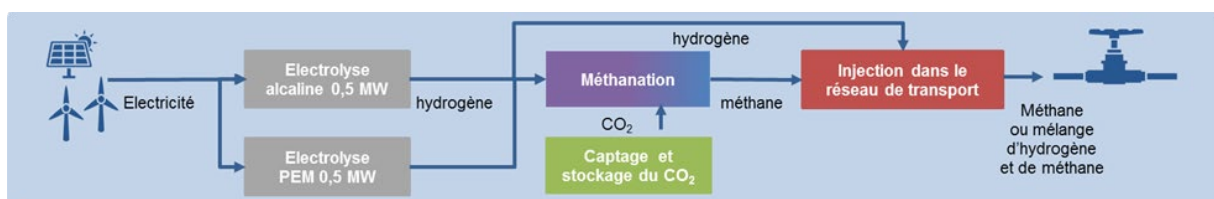
NB : la trajectoire Orange est identique à la trajectoire Violet

Source : bilan prévisionnel 2018

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 quantités limitées) ou être converti en méthane (CH₄) de synthèse par association avec du CO₂ (valorisation après capture d'émissions de CO₂ 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.

Schéma du principe du projet JUPITER 1000



Source : bilan prévisionnel 2018

Dans le cadre de leurs programmes de recherche et développement, RTE, GRTgaz et Teréga 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 2019.

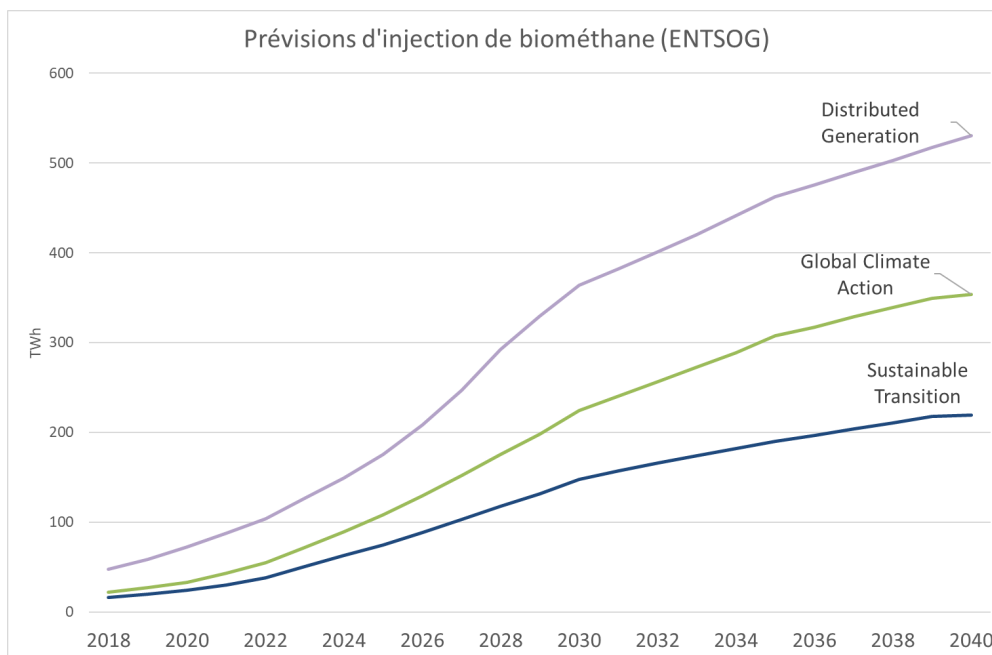
Néanmoins, les GRT n'anticipent pas à ce stade de développement rapide à l'échelle industrielle de la filière.

3.2 Hypothèses d'évolution d'injection de gaz renouvelable dans les réseaux en Europe dans le plan de développement des réseaux de l'ENTSO

3.2.1 Biométhane

Au niveau européen, les travaux menés dans le cadre du TYNDP 2018 prennent en compte une hausse des injections de biométhane à l'horizon 2040 selon les trois scénarios :

Evolution de la production de biométhane dans la zone UE 28+ à l'horizon 2040



Source : ENTSOG

A la maille France, les scénarios de l'ENTSOG du TYNDP 2018 prévoient les trajectoires suivantes :

- « **Sustainable Transition** » où le niveau d'injection attendu fin 2018 s'élève à 1 TWh en France et pourrait atteindre 18 TWh à l'horizon 2035 (21 TWh en 2040) ;
- « **Distributed Generation** » où le niveau d'injection attendu fin 2018 s'élève à 1 TWh en France et pourrait atteindre 132 TWh à l'horizon 2035 (152 TWh en 2040) ;
- « **Global Climate Action** » où le niveau d'injection attendu fin 2018 s'élève à 1 TWh en France et pourrait atteindre 64 TWh à l'horizon 2035 (73 TWh en 2040).

3.2.2 Power to gas

Les travaux menés dans le cadre du TYNDP 2018 prennent en compte une hausse des injections de Power to gas à l'horizon 2040 selon les scénarios « **Distributed Generation** » et « **Global Climate Action** » :

- « **Distributed Generation** » où le niveau d'injection pourrait atteindre 48 TWh à l'horizon 2040 dont 6 TWh en France ;
- « **Global Climate Action** » où le niveau d'injection pourrait atteindre 95 TWh à l'horizon 2040 dont 11 TWh en France.

3.3 Analyse préliminaire de la CRE

3.3.1 Biométhane

Comparaison des scénarios du PDD 2017 avec le TYNDP 2018

Les scénarios qui ont conduit à l'élaboration du TYNDP 2018 sont issus des plans décennaux de développement 2017-2026. Dans leurs plans décennaux, les opérateurs avaient retenu trois scénarios d'injection de biométhane : central (A), haut (B), bas (C).

Correspondance des scénarios d'injection du PDD 2017 avec le TYNDP 2018

Périmètre France	Horizon 2035*		
	Scénario A	Scénario B	Scénario C
Injection de gaz renouvelable	64 TWh	132 TWh	18 TWh
Scénario ENT SOG	Global Climate Action 64 TWh	Distributed Generation 132 TWh	Sustainable Transition 18 TWh

* L'analyse est réalisée à l'horizon 2035, en ligne avec l'horizon choisi par les GRT lors du bilan prévisionnel 2016

Source : bilan prévisionnel 2018 et TYNDP 2018

La CRE constate que les scénarios de l'ENT SOG pour le TYNDP 2018 sont issus des trajectoires proposées par les GRT dans le bilan prévisionnel de 2016.

Cohérence des scénarios du PDD 2018 avec les objectifs du projet de PPE de 2028

Les objectifs du projet de PPE pour 2028 sont :

- 14 à 22 TWh d'injection de biométhane dans les réseaux en 2028 ;
- 7 à 10 % de biogaz (cogénération et injection de biométhane) dans la consommation totale de gaz en 2028. Les GRT font référence à la cogénération dans leurs scénarios de consommation au sein du secteur de consommation « Production d'électricité centralisée et cogénération ».

La CRE constate que sur les quatre scénarios présentés par les GRT dans leur Plan décennal de développement 2018 issus du bilan prévisionnel, seul le scénario **Rouge** affiche une trajectoire d'injection conforme à l'objectif du projet de PPE le plus haut (22 TWh en 2028), les trois autres scénarios dépassent largement le haut de la fourchette, jusqu'à quatre fois supérieur à l'objectif du projet de PPE dans le scénario **Bleu**.

La CRE s'étonne du rythme des prévisions d'injection de biométhane proposés par les GRT dans leur PDD. En effet, celle-ci est quasi-doublée entre 2027 et 2030 dans tous les scénarios.

Trajectoire d'évolution d'injection de gaz renouvelable en 2028

TWh	Objectif Projet PPE 2028	Prévisionnel 2028*			
		Orange	Rouge	Bleu	Violet
Injection de gaz renouvelable	[14 - 22 TWh]	45	22	64	45
TCAM 2017-2028	42 %	46 %	37 %	51 %	46 %

* L'horizon choisi ici pour l'analyse est 2028, les objectifs du projet de PPE étant identifiés pour 2028

Source : bilan prévisionnel 2018

Les objectifs du projet de PPE s'inscrivent dans la perspective que le biogaz atteigne 7 % de la consommation de gaz en 2030 si les baisses de coût visées dans la trajectoire de référence sont bien réalisées et jusqu'à 10 % en cas de baisse de coûts supérieure. La CRE constate que le scénario **Rouge** permet d'atteindre la fourchette des objectifs du projet de PPE avec 9 %, que le scénario **Orange** atteint 14 % de de la consommation de gaz.

Part de biogaz (biométhane + cogénération) dans la consommation totale de gaz en 2028

TWh	Objectif Projet PPE 2028	Prévisionnel 2028*			
		Orange	Rouge	Bleu	Violet
part de biogaz (biométhane + cogénération) dans la consommation totale de gaz	[7 - 10 %]	14 %	9 %	23 %	20 %

* L'horizon choisi ici pour l'analyse est 2028, les objectifs du projet de PPE étant identifiés pour 2028

Source : bilan prévisionnel 2018

3.3.2 Power to gas

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.

La CRE constate que les scénarios du TYNDP 2018, qui sont construits à partir des scénarios des GRT du Plan décennal de développement 2017, affichent des perspectives en termes de *Power to gas* en 2030 et 2040.

La CRE relève par ailleurs que les GRT n'ont pas repris les trajectoires de *Power to gas* du TYNDP 2018 dans leur Plan décennal de développement 2018.

La CRE considère que les niveaux d'injection de biométhane atteints et le rythme de croissance des scénarios proposés par les GRT semblent ambitieux dans le cas du scénario Rouge voire peu réalistes pour les trois autres scénarios.

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 DÉVELOPPEMENT IDENTIFIÉS PAR LES GRT DANS LES PLANS À 10 ANS

4.1 Offre de capacités de transport sur le réseau français en 2018

En 2018, les capacités fermes d'entrée en France s'élèvent à 3 585 GWh/j, en hausse de plus de 53 % 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. Les capacités fermes de sortie s'élèvent à 695 GWh/j, en hausse de 129 % par rapport à 2005.

GWh/j	2005	2018	Evolution 2005-2018
Capacités fermes d'entrée	2 345	3 585	+53 %
Dont pipe	1 805	2 285	+27 %
Dont GNL	540	1 300	+141 %
Capacités fermes de sortie	304	695	+129 %

La Concertation n'a fait émerger aucune demande de capacités additionnelles. La CRE considère que les capacités actuelles sont suffisantes pour assurer un bon fonctionnement du marché français du gaz et qu'il n'y a donc pas de besoin de développement de capacités additionnelles.

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

4.2 Les développements du réseau principal de transport mis en service en 2018

4.2.1 La place de marché unique en France

La CRE a retenu, dans sa délibération du 7 mai 2014¹⁶, le schéma associant les projets Val de Saône, sur le réseau de GRTgaz, et Gascogne-Midi, sur les réseaux de GRTgaz et Teréga, pour permettre la création d'une place de marché unique en France à l'horizon 2018. Dans sa délibération du 30 octobre 2014¹⁷, 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

¹⁶ Délibération du 7 mai 2014 portant orientations relatives à la création d'une place de marché unique en France en 2018

¹⁷ Délibération du 30 octobre 2014 portant décision relative au mécanisme de régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne Midi

18 novembre 2015. Le projet Val de Saône a bénéficié d'une subvention plafonnée à 74 M€ de la part de l'Union Européenne, dans le cadre du plan de relance de 2011¹⁸.

La place de marché unique est entrée en vigueur le 1^{er} novembre 2018, comme prévu initialement. Les coûts à terminaison des ouvrages d'établissement à 696 M€ pour Val de Saône (budget cible à 650 M€), à 160 M€ pour Gascogne-Midi de Teréga (budget cible à 152 M€) et à 23 M€ pour Gascogne-Midi de GRTgaz (budget cible à 21 M€).

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€ en 2018. Ce projet est entré en service en juin 2018, comme prévu initialement.

Le coût à terminaison du projet s'élève à 18 M€, supérieur de 50 % au budget cible, fixé à 12 M€. GRTgaz a rencontré de nombreuses difficultés (complexité liée à la réalisation de travaux sur des sites en exploitation) dans la mise à niveau des installations (comptages et station de Morelmaison).

4.3 Les projets d'investissements en cours ou 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, Teréga et Enagás 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 de 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, Teréga, Enagás). 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*) n'est quant à lui composé que d'une partie de ces investissements, soit ceux situés sur les réseaux de Teréga et d'Enagás. Du côté français, il comprendrait une canalisation de 120 km entre Le Perthus et Barbaira, pour un coût d'investissement estimé à 290 M€. L'étude commune des GRT conclut que, dans ce cas, seules des capacités interruptibles seraient créées. Ce projet a fait l'objet d'une analyse coûts-bénéfices *ad hoc* commanditée par la Commission européenne et publiée le 27 avril 2018¹⁹.

Le projet d'interconnexion STEP a été identifié comme Projet d'Intérêt Commun dans la 3^{ème} liste établie en 2017.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE constate que l'ENTSOG répertorie le projet STEP dans son TYNDP 2018 pour une mise en service prévue en 2022, conformément aux dates affichées par les GRT dans leur PDD 2017. Elle constate également que les GRT maintiennent la date de mise en service prévisionnelle de 2022 dans leur PDD 2018.

Dans sa délibération du 17 janvier 2019²⁰, la CRE a adopté la décision conjointement élaborée avec la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), par laquelle il est conclu au rejet de la demande d'investissement relative au projet d'interconnexion STEP proposé par Teréga et Enagás. La CRE et la CNMC considèrent que le projet STEP ne répond pas aux besoins du marché et ne présente pas une maturité suffisante pour pouvoir faire l'objet d'une décision favorable des régulateurs et, a fortiori, pour faire l'objet d'une décision de répartition transfrontalière des coûts. A ce titre, la CRE considère que le projet ne devrait pas être maintenu avec une date de mise en service en 2022 dans le PDD ni dans les données transmises à l'ENTSOG pour le TYNDP.

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.

Contrairement à la plupart des pays européens, la France et l'Espagne réalisent cette opération de manière centralisée, à l'entrée sur le réseau de transport. En l'état, les exports de gaz depuis la France vers l'Allemagne ne sont par conséquent pas possibles. 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

¹⁸ GRTgaz a obtenu le transfert de la subvention initialement attribuée au projet ERIDAN au projet Val de Saône.

¹⁹ Cost-benefit analysis of STEP, as first phase of MIDCAT. Final report - Study

²⁰ Délibération de la CRE du 17 janvier 2019 adoptant la décision conjointe relative à la demande d'investissement présentée par Teréga et Enagás au sujet du projet d'interconnexion gazière STEP

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 Etroingt 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, ont montré des bénéfices insuffisants pour couvrir le coût de déploiement d'un tel projet.

Une solution alternative consiste à installer une unité de désodorisation sur l'artère du Nord Est. Le gaz odorisé serait traité par adsorption du THT par un tamis moléculaire. Cette solution a l'avantage d'être plus économe en termes d'investissements et d'entraîner des charges opérationnelles proportionnelles à l'utilisation, la rendant adaptée à des flux intermittents. Cette solution est également envisagée entre la Suisse et l'Allemagne. Une nouvelle évaluation sera réalisée sur la base de cette solution dans le cadre du TYNDP 2018.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE constate que le projet de création de capacités est bien répertorié dans le TYNDP 2018, avec une mise en service en 2022, en ligne avec le PDD 2017 de GRTgaz.

S'agissant de l'odorisation décentralisée, ce projet ne fait pas parti des projets prioritaires identifiés dans la 3^{ème} liste de Projets d'Intérêt Commun publiée en 2017. De manière cohérente, vu l'importance des coûts de mise en œuvre d'une telle solution, la CRE, dans sa délibération du 22 mars 2018²¹, a demandé à GRTgaz de ne pas poursuivre ce projet. Elle considère que le projet ne devrait pas être maintenu avec la solution d'odorisation décentralisée dans le PDD ni dans les données transmises à l'ENTSOG pour le TYNDP.

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 2016²² 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. Après avoir mené une étude technico-économique du plan, la CRE, dans sa délibération du 21 mars 2018, a rendu un avis sur le plan de conversion²³, conformément à l'article 5 du décret n°2016-348.

Le projet de conversion a été retenu comme projet d'intérêt commun par l'Union européenne en octobre 2017.

Il prévoit la réalisation de la conversion en deux phases :

- une phase pilote sur la période 2016-2020, dont le budget cible, pour la partie à réaliser par GRTgaz, a été fixé à 42 M€. Le coût à terminaison du projet est estimé à ce stade à 43 M€ ;
- une phase de déploiement sur la période 2020-2029 pour laquelle la CRE et la CREG (l'autorité de régulation belge) ont pris une décision conjointe le 4 octobre 2018 sur le traitement de la demande de répartition transfrontalière des coûts du projet²⁴.

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.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE constate que le TYNDP 2018 répertorie bien le projet de conversion, mais que la date la date d'achèvement du projet indiquée dans le TYNDP 2018 de l'ENTSOG, prévue en 2025, correspondante à la date prévue d'une baisse des capacités de Taisnières B, n'est pas cohérente avec la date retenue par GRTgaz dans son PDD 2017, à savoir 2028.

GRTgaz et les opérateurs d'infrastructures adjacentes, dans le plan décennal 2018, prévoient la mise en service du projet pilote en 2019. Ce décalage dans le temps provient d'un report de date de conversion de la zone pilote de Doullens. La CRE n'a pas d'observation à ce stade.

²¹ Délibération de la CRE du 22 mars 2018 relative à l'examen des plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF

²² Décret n°2016-348 du 23 mars 2016

²³ Délibération de la CRE du 21 mars 2018 portant avis sur le projet de conversion de la zone Nord de la France de gaz à bas pouvoir calorifique en gaz à haut pouvoir calorifique

²⁴ Délibération de la CRE du 4 octobre 2018 adoptant la décision conjointe sur le traitement de la demande de répartition transfrontalière des coûts d'adaptation des parties des réseaux de transport belges et français au gaz H

4.3.4 Le renforcement de la station de compression d'AGU sur la zone Teréga

La CRE a approuvé, dans sa délibération du 8 décembre 2005²⁵, le projet de renforcement de l'artère de Guyenne, celui-ci permettant de faire face aux flux de gaz dans le sens « Sud vers Nord », liés à la mise en service à cette époque du terminal de Fos Cavaou, des interconnexions Biriadou et Larrau et des capacités de stockage dans le sud-ouest de la France.

La CRE, dans sa délibération du 15 décembre 2016, considère que le projet de Teréga de construire un compresseur supplémentaire d'une puissance de 8 MW permettra de répondre aux besoins de compression additionnelle des schémas de flux à l'horizon 2020. Le GRT sera ainsi en mesure d'assurer son offre en cas de pointe de froid.

Analyse préliminaire de la CRE

Le projet de renforcement est soumis à régulation incitative. La délibération de la CRE du 15 novembre 2016²⁶ a fixé le budget cible du projet à 25,5 M€. Le coût à terminaison est estimé à 23,2 M€ à date pour une mise en service prévue en novembre 2019.

4.3.5 La création d'un compresseur supplémentaire sur la zone Teréga

Dans son Plan décennal de développement, Teréga prévoit la mise en œuvre éventuelle de puissance complémentaire de compression, en fonction des scénarios de mouvement de gaz initiés par la TRF. La mise en service est prévue en 2027 et le lancement des études en 2023.

Ce projet de renforcement est non décidé à ce stade et non soumis à l'approbation de la CRE.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE est favorable à un lancement des études à l'horizon 2023, comme proposé par Teréga, afin de laisser un délai d'observation des flux suffisant pour confirmer l'occurrence éventuelle d'un besoin de compression supplémentaire.

4.3.6 Le développement des infrastructures adjacentes

4.3.6.1 Les capacités de regazéification

Fosmax LNG, propriétaire du terminal de Fos Cavaou étudie la possibilité de doubler ses capacités de regazéification de 8 Gm³ jusqu'à 16,5 Gm³ par an (soit 330 GWh/j supplémentaires), avec une phase intermédiaire de 11 Gm³ (soit 110 GWh/j supplémentaires). Dans le TYNDP 2018, le projet d'extension du terminal est prévu pour 2023, avec une phase intermédiaire en 2021, et le développement des ouvrages nécessaires pour l'évacuation du gaz est prévu à l'horizon 2023 sur le réseau de GRTgaz.

Dans le Plan décennal de développement 2018 qui servira de base à l'élaboration du prochain TYNDP 2020, la date de mise en service du projet d'extension du terminal de Fos Cavaou est décalée en 2024, avec une phase intermédiaire en 2022.

Elengy, propriétaire du terminal de Montoir-de-Bretagne, envisage l'augmentation des capacités de regazéification de 10 à 12 Gm³ par an, avec la possibilité de construire une nouvelle cuve. Dans le TYNDP 2018, le projet d'extension du terminal est prévu pour 2021, et le développement des ouvrages nécessaires pour l'évacuation du gaz est prévu à l'horizon 2023 sur le réseau de GRTgaz.

Analyse préliminaire 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 2018. Le TYNDP 2018 fait la distinction entre la mise en service des infrastructures adjacentes et la mise en service des capacités de transport nécessaires aux installations. Le développement des ouvrages nécessaires à l'extension du terminal de Fos Cavaou sur le réseau de GRTgaz prévu en 2023 est en ligne avec la date de mise en service du projet d'extension du terminal.

La CRE constate cependant que la date de mise en service des nouvelles capacités du terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne n'a pas été mise à jour dans le TYNDP 2018.

Dans le Plan décennal de développement 2018 qui servira de base à l'élaboration du prochain TYNDP 2020, la date de mise en service du projet d'extension du terminal de Fos Cavaou est décalée en 2022, et la construction de la nouvelle cuve en 2024.

²⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie sur l'attribution d'un taux de rémunération majoré au projet de renforcement de l'artère de Guyenne

²⁶ Délibération de la CRE 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

En ce qui concerne le terminal de Fos Tonkin, Elengy prévoit un projet de prolongation du terminal qui permettrait de maintenir la capacité entre 3 Gm³ et 1 Gm³ à l'horizon 2021. Ce projet n'aura pas d'incidence sur les capacités de transport.

La CRE rappelle que tout nouveau développement de capacités doit répondre à un besoin du marché. Il doit à ce titre, être adossé à des engagements de souscription.

4.3.6.2 Les capacités de stockage

Géométhane, dans le cadre des travaux relatifs à l'approbation du programme d'investissements de l'année 2018, a annoncé avoir suspendu le projet d'augmentation des capacités du site de Manosque.

Par ailleurs, Storengy a démarré la mise en service de nouvelles capacités sur le site de Hauterives jusqu'à 2019. GRTgaz indique dans son PDD 2018 que cette augmentation n'aura pas d'incidence sur le réseau de transport de GRTgaz. Le site bénéficie de la mise en service de l'artère Val de Saône en 2018.

Dans son plan décennal 2018, GRTgaz indique que certains « *projets d'investissements visant à maintenir les performances [des sites de stockages pourraient] avoir une incidence sur le réseau de transport* ».

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE, dans le cadre de la réforme de l'accès régulé aux capacités de stockages en 2018, approuve les projets d'investissements des opérateurs de stockage, en tenant compte du périmètre régulé retenu dans le cadre de la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie.

Dans le TYNDP 2018, aucun projet de renforcement de stockage, ni de renforcement sur le réseau de transport n'est mentionné. Géométhane a suspendu le projet d'augmentation des capacités de Manosque. La CRE considère que cette évolution est cohérente avec le décret du 26 décembre 2018 qui a modifié le périmètre des infrastructures régulées de stockage prévu par la PPE.

4.3.7 Les projets d'investissements sur les réseaux régionaux

4.3.7.1 Les projets d'investissements sur le réseau régional de GRTgaz

Le renforcement du sud de la Bretagne

GRTgaz prévoit sur sa zone le raccordement de la centrale à cycle combiné gaz (CCCG) de Landivisiau pour 2021. Pour permettre l'alimentation en gaz naturel de cette centrale, il est nécessaire de renforcer le réseau de transport de gaz naturel dans le sud de la Bretagne, par la pose d'une nouvelle canalisation de 98 km entre Pleyben (Finistère) et Pluvignier (Morbihan) et l'adaptation de la station d'interconnexion de Prinquiau (Loire Atlantique).

Le projet de renforcement, dont le budget initial soumis par GRTgaz s'élevait à 148,3 M€, est soumis à régulation incitative. La délibération de la CRE du 28 novembre 2018²⁷ a fixé le budget cible du projet de renforcement à 137,8 M€.

Les dépenses de travaux auront lieu en 2019 et 2020 pour permettre la mise en service de la nouvelle artère pour les tests de la CCCG à partir du 1^{er} novembre 2021.

Le renforcement du réseau normand

Dans son Plan décennal de développement 2018, GRTgaz a annoncé avoir lancé le projet « Artère du Cotentin II » dans le département du Calvados, afin de répondre aux demandes d'augmentation des capacités de la part de clients déjà connectés au réseau ou qui prévoient de l'être. Ce projet, dont les dossiers de demande d'autorisation ont été déposés en 2017 en vue de l'obtention d'une Déclaration d'Utilité Publique en 2019, consiste à doubler l'artère du Cotentin entre les communes d'Ifs et Gavrus sur 12 km pour une mise en service prévisionnelle en 2021.

Ce projet est non décidé à ce stade.

4.3.7.2 Les projets d'investissements sur le réseau régional de Teréga

Dans son Plan décennal de développement, Teréga prévoit un nouveau raccordement par an (industriel ou distribution publique) sur son réseau de transport, en dehors des projets de raccordement de site d'injection de biométhane et de station GNV.

Les projets de développement du réseau régional

Teréga indique développer des projets d'aménagement du territoire, dans des zones non desservies par le réseau de transport de gaz, en drainant ou initiant des projets de biométhane.

Dans son plan décennal de développement, Teréga a identifié le projet d'aménagement du Nord Lot-et-Garonne, pour lequel Teréga a prévu de lancer les études de faisabilité mi-2019 pour une mise en service en 2023, ainsi que le

²⁷ Délibération de la CRE du 28 novembre 2018 portant décision relative à la définition du budget cible du projet d'adaptation du réseau breton de GRTgaz en vue du raccordement de la centrale à cycle combiné gaz de Landivisiau

projet d'aménagement Cantal, pour lequel Teréga a prévu de lancer les études de faisabilité en 2021 et la mise en service en 2026.

Ces projets de développement sont non décidés à ce stade. La CRE rappelle que toute participation de Teréga dans des projets de biométhane doit être conforme aux règles d'indépendance applicables aux gestionnaires de réseaux de transport. Elle rappelle également que les perspectives d'évolution de la consommation de gaz rendent nécessaire la plus grande prudence concernant tous les investissements de développement des réseaux : les infrastructures doivent être développés là où il y a une pertinence économique et de la demande.

Les projets de renforcement du réseau régional

Teréga constate des augmentations localisées des consommations sur sa zone, dues à des déplacements de populations en périphérie des grosses agglomérations ou vers des communes devenues accessibles par autoroute.

Dans son Plan décennal de développement, Teréga a identifié deux projets de renforcement du réseau régional, justifiés par des prévisions d'augmentations des consommations aux extrémités des antennes.

Teréga prévoit le projet de renforcement Perpignan, dont les études sont prévues en 2022 et la mise en service pour 2026. Selon Teréga, la réalisation du projet STEP permettrait d'éviter des renforcements de réseaux régionaux dans les zones de Narbonne et Perpignan, d'un montant évalué à 52 M€.

Teréga prévoit par ailleurs le projet de renforcement Aveyron, dont les études sont prévues pour 2023 et la mise en service en 2027.

Ces projets de renforcement sont non décidés à ce stade.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE rappelle que les perspectives d'évolution de la consommation de gaz rendent nécessaire la plus grande prudence concernant tous les investissements de renforcement des réseaux : les infrastructures doivent être développées là où il y a une pertinence économique et de la demande.

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

Les réseaux de gaz sont dimensionnés initialement pour assurer l'approvisionnement en gaz naturel par importation via une dizaine de points d'entrée sur le territoire français. 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. Les réseaux de gaz français devront ainsi évoluer pour accueillir une production de gaz renouvelable sur le territoire.

Pour faire face à ces injections, plusieurs solutions peuvent être mises en œuvre : le développement de la filière mobilité permettra d'augmenter les soutirages des réseaux, certains sites d'injection peuvent être raccordés directement aux réseaux de transport (sept sont actuellement raccordés sur la zone GRTgaz et deux sur la zone Teréga), enfin, des installations de compression appelées rebours, qui permettent de faire remonter le gaz en amont vers des réseaux de régime de pression plus élevée (rebours distribution/transport ou rebours transport/transport).

4.3.8.1 Evolution du nombre de rebours

GRTgaz a mené une étude statistique à la maille France pour estimer le nombre de rebours nécessaires selon les hypothèses des scénarios d'injection de biométhane **Rouge** et le **Bleu** (le plus volontariste) présentés dans le paragraphe §3.1.

GRTgaz a estimé le nombre de rebours nécessaires en prenant notamment pour hypothèse le fait que la répartition en taille sera identique à celle observée en 2017 dans le registre des capacités (78 % raccordés sur le réseau de distribution et 22 % sur le réseau de transport)

Nombre de rebours nécessaires en 2030 en France selon les scénarios du PDD 2018 de GRTgaz

	Prévisionnel 2030	
	Rouge	Bleu
Injection de gaz renouvelable	30 TWh	90 TWh
Nombre de producteurs raccordés au réseau de distribution	1300	2600
Nombre de producteurs raccordés au réseau de transport	-	400
Nombre de rebours nécessaires	100	150
<i>Dont rebours transport/distribution</i>	90	
<i>Dont rebours transport/transport</i>	10	

Source : PDD 2018 de GRTgaz

Sur la base de ces hypothèses, GRTgaz estime que l'enveloppe nécessaire pour chaque projet de rebours s'élève en moyenne à 3 M€, ce qui représente une enveloppe de 300 M€ dans le cadre du scénario **Rouge** et 450 M€ pour le scénario **Bleu**.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE considère que les données publiées par les GRT sur les conséquences sur leurs réseaux du développement des injections de biométhane sont à ce stade insuffisantes :

- s'agissant de la cohérence entre les deux GRT : l'exercice est réalisé par GRTgaz sur la base des injections France. Pour autant, Teréga n'envisage pas de réalisation de rebours sur sa zone (à l'exception du pilote validé par la CRE) : cela pose une question de cohérence des données. La CRE considère qu'il est nécessaire que les deux GRT réalisent l'exercice conjointement ;
- s'agissant de la temporalité de l'exercice : les données présentées par GRTgaz correspondent aux prévisions de charges à l'horizon 2030. GRTgaz ne présente ni le budget à l'horizon décennal 2027, ni la trajectoire d'évolution des charges sur cette période.
- s'agissant du nombre d'infrastructures envisagées : GRTgaz ne présente pas les critères conduisant au déclenchement de rebours. La CRE travaille avec les GRT et les GRD afin de déterminer une méthodologie d'évaluation du déclenchement (cf. paragraphe suivant).

Au vu des montants significatifs annoncés par GRTgaz dans son PDD, la CRE considère que le niveau de détail communiqué par les deux GRT est insuffisant et qu'il est nécessaire, d'une part, que les deux GRT s'accordent sur une méthodologie commune permettant de garantir la cohérence entre les prévisions d'injection et leurs conséquences sur le renforcement des réseaux et, d'autre part, de donner au marché une meilleure vision sur le rythme et les conditions de réalisation de ces renforcements à l'horizon du plan décennal.

4.3.8.2 Projets de rebours en cours ou à l'étude

A titre expérimental, la CRE a approuvé, dans sa délibération du 21 décembre 2017, le projet West Grid Synergy, qui vise notamment la construction de deux installations pilotes de rebours distribution/transport sur les communes de Pouzauges (Vendée) et de Pontivy (Morbihan) à l'horizon 2019, pour un budget prévisionnel de 6 M€. La délibération précisait notamment que « *le lancement des autres projets identifiés ne saurait intervenir avant la définition d'un cadre fixant les règles de déclenchement et financement de ces projets* ».

L'article L. 453-9 du code de l'énergie, tel que modifié par l'article 94 loi n° 2018-938 du 30 octobre 2018, loi dite « EGalim », prévoit que : « *lorsqu'une installation de production de biogaz est située à proximité d'une installation de gaz naturel, les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans les réseaux du biogaz produit, dans les conditions et limites définies par décret pris après avis de la Commission de régulation de l'Énergie.* » Conformément aux délibérations du 21 décembre 2017 relatives à l'approbation des programmes d'investissements 2018 de GRTgaz et Teréga²⁸, les opérateurs de réseaux et la CRE ont mis en place un groupe de travail « Adaptation des réseaux », afin d'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. Ces travaux sont toujours en cours.

Comme en 2017, dans son plan à dix ans, Teréga prévoit l'expérimentation d'un rebours D/T dans sa zone. Ce projet a été approuvé par la CRE dans sa délibération du 21 décembre 2017 et entre dans l'enveloppe attribuée à la recherche et l'innovation.

Dans son plan décennal, GRTgaz prévoit également sept projet de rebours distribution/transport, pour des mises en services prévus à l'horizon 2021. Dans son programme d'investissements 2019, GRTgaz demandait l'approbation de trois d'entre eux, sur les zones de Chessy, Soissons et Bourges, pour un budget d'environ 3 M€ par rebours.

Dans sa délibération du 20 décembre 2018 portant approbation du programme d'investissements pour l'année 2019 de GRTgaz, la CRE a approuvé uniquement les dépenses d'études des rebours Chessy et Soissons pour 2019 et a demandé à GRTgaz de lui soumettre pour approbation, le cas échéant, les dépenses associées à la phase de réalisation lors de la révision du programme d'investissements à mi-2019.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE constate à ce stade que les GRT n'ont pas de projet de développement de rebours transport/transport. Les GRT estiment que ces rebours donneront lieu à des investissements mais ceux-ci seront moins onéreux que les rebours distribution/transport.

4.3.9 Les projets d'investissement dans l'hydrogène

4.3.9.1 Le projet pilote Power to gas Jupiter 1000

Le projet pilote Jupiter 1000 était attendu en 2018 dans les précédents plans décennaux des GRT. A la suite de difficultés sur le chantier, la mise en service est désormais prévue en 2019, avec dans un premier temps la partie relative à l'électrolyse, puis en fin d'année la capture du CO₂ et la méthanation.

Le projet, approuvé par la CRE dans sa délibération du 17 décembre 2014²⁹, 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 10,2 M€ en investissements) et celle de Teréga à 1,8 M€. Les coûts à terminaison s'élèvent à date à 12,6 M€ pour la part investissements de GRTgaz et de 2,3 M€ pour la part de Teréga.

4.3.9.2 Le projet démonstrateur d'injection d'hydrogène dans les réseaux FenHYx

Dans le cadre du développement des nouveaux gaz, GRTgaz envisage de faciliter le démarrage d'une production à échelle industrielle d'hydrogène. Le projet consiste en la construction d'une plateforme dédiée à la R&D et l'innovation et opérée par RICE (centre de R&D de GRTgaz). Les objectifs du projet sont de permettre l'innovation, d'accompagner l'adaptation des métiers et des infrastructures gazières à l'hydrogène et de créer un écosystème de partenaires de la filière. La mise en service du projet est prévue en 2021.

Analyse préliminaire de la CRE

Dans sa délibération du 20 décembre 2018, la CRE a décidé de ne pas approuver les dépenses pour le lancement des études de faisabilité et a rappelé à cette occasion qu'elle n'est pas opposée à la participation de GRTgaz à ce type de projet, qui peut présenter un intérêt pour l'activité du transporteur en matière de recherche et développement et de capacité à intégrer à l'avenir les nouveaux gaz dans ses réseaux.

La CRE rappelait toutefois que le tarif de transport a vocation à couvrir les coûts de l'opérateur régulé dans le cadre de l'exécution de ses missions. Dans le cas du projet FenHYx, les objectifs de la plateforme envisagée vont au-delà de ce périmètre : en conséquence, les coûts associés à ce projet ne devraient pas être exclusivement supportés par le tarif.

La CRE a déclaré cependant être favorable à ce que GRTgaz poursuive ses travaux afin de rechercher des partenaires et de construire un plan de financement. Le maintien à l'avenir de ce projet dans les PDD ultérieurs pourra être étudié en fonction des suites que GRTgaz donnera au projet.

Question 5 Avez-vous des observations sur les projets en cours ou à l'étude ?

Question 6 Avez-vous d'autres remarques en ce qui concerne les plans décennaux de développement de GRTgaz et Teréga ?

²⁹ 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

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 observations sur les projets en cours ou à l'étude ? |
| Question 6 | Avez-vous d'autres remarques en ce qui concerne les plans décennaux de développement de GRTgaz et Teréga ? |

6. MODALITÉS DE RÉPONSE À LA CONSULTATION PUBLIQUE

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 7 mars 2019 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp6@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;
- en demandant à être entendues par la Commission.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.