



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

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2021-12 DU 28 OCTOBRE 2021 RELATIVE A L'ANALYSE DES PLANS DECENNAUX DE DEVELOPPEMENT DE GRTGAZ ET TEREGA

GRTgaz et Teréga ont publié les versions finalisées de leurs plans décennaux de développement du réseau (PDD) sur leurs sites internet respectivement le 16 juillet¹ et le 27 juillet 2021². Ils ont également publié un fichier commun contenant les hypothèses utilisées pour réaliser cet exercice le 3 août 2021³.

Contexte

La publication de cette nouvelle version des PDD des gestionnaires de réseau de transport (GRT) français intervient dans un contexte d'évolution de la typologie des investissements des opérateurs. En effet, au cours de ces quinze dernières années, GRTgaz et Teréga ont significativement développé le réseau français, afin de réduire les congestions et fusionner les zones de marché, ainsi que de renforcer l'intégration de la France au sein du marché européen du gaz. Cela s'est traduit par des dépenses de développement conséquentes, qui représentaient alors la majorité des dépenses d'investissements des GRT. Avec la fin des grands développements du réseau, la structure de ces investissements a désormais beaucoup évolué : ainsi, en 2020, environ 70 % des dépenses des opérateurs étaient liées à de la maintenance, de la sécurité ou des dépenses de SI.

Par ailleurs, cet exercice de planification s'inscrit dans un contexte d'évolution du mix énergétique français. Les textes relatifs aux orientations de politique énergétique (programmation pluriannuelle de l'énergie, Stratégie nationale bas carbone) fixent des objectifs de réduction de la consommation globale de gaz et de montée en puissance des gaz renouvelables sur différents horizons temporels. Ces orientations sont amenées à être réexaminées dans les prochains mois. Dans ce contexte, les changements attendus dans le secteur gazier dès la prochaine décennie, en particulier l'essor d'une production de gaz renouvelable décentralisée (biométhane, méthane de synthèse), l'évolution des usages et les objectifs ambitieux annoncés en France et en Europe pour l'hydrogène pourraient aussi avoir un impact sur les investissements des opérateurs dans la prochaine décennie.

Ces éléments amènent la CRE à s'interroger sur le contenu du PDD, qui est aujourd'hui principalement axé sur les projets de développement du réseau. A ce stade, la CRE considère que celui-ci devrait davantage prendre en compte des scénarii plus contrastés de décarbonation et leur impact pour la consommation globale de gaz et pour le réseau en France. En particulier, l'enjeu est de présenter les stratégies d'investissement afférentes (en choix des investissements ou en méthode), notamment dans le cas d'une adaptation du réseau à la baisse des consommations et au développement de la production de biométhane. Il devrait également présenter la stratégie des opérateurs en ce qui concerne l'ensemble de leurs dépenses d'investissements à dix ans en vue notamment des exercices d'approbation annuels des investissements. La CRE introduit dans la présente consultation une analyse et des questions dédiées sur les évolutions à apporter aux prochains exercices de planification.

Cadre juridique et contenu

Le règlement (CE) n° 715/2009⁴ prévoit, dans son article 8 §3-b, que le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour le gaz (ci-après « ENTSG⁵ ») adopte, tous les deux ans, un plan décennal non contraignant

¹ [Lien vers le PDD de GRTgaz](#)

² [Lien vers le PDD de Teréga](#)

³ [Lien vers le fichier](#)

⁴ Règlement n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et abrogeant le règlement (CE) n° 1775/2005

⁵ European network of transmission system operators in gas

28 octobre 2021

de développement des réseaux européens (ci-après « TYNDP »⁶), 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 de développement décennal » ou « PDD ») 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 doit notamment (i) préciser les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou mises à niveau durant les dix prochaines années, (ii) répertorier les projets d'investissement déjà décidés, ainsi que les nouveaux investissements à réaliser dans les trois ans et (iii) fournir un calendrier prévisionnel pour tous les projets d'investissement.

Le plan à 10 ans est soumis à l'examen de la CRE afin que celle-ci puisse s'assurer, d'une part, de la couverture de tous les besoins en matière d'investissements et, d'autre part, de la cohérence du plan soumis avec le plan de développement des réseaux de l'ENTSOG. En cas de doute sur ce dernier point, la CRE a la possibilité de consulter l'ACER.

La CRE peut, si elle considère que ces exigences ne sont pas satisfaites, imposer aux GRT de modifier leur plan à 10 ans.

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 30 novembre 2021.

Paris, le 28 octobre 2021

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

⁶ « Ten-year network development plan »

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 30 novembre 2021, en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

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, il vous sera possible de générer grâce à la plateforme une version occultant ces éléments.** 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.

SOMMAIRE

1. CONTEXTE	6
1.1 LES OBJECTIFS FRANÇAIS DE TRANSITION ENERGETIQUE	6
1.2 LE PLAN DECENNAL DE DEVELOPPEMENT DE L'ENTSO (TYNDP)	6
1.3 ELEMENTS PRESENTES DANS LA CONSULTATION PUBLIQUE DE LA CRE	6
1.4 CONSULTATION DES ACTEURS PAR LES GRT	7
2. SCENARIOS D'EVOLUTION DE LA DEMANDE DE GAZ	7
2.1 HYPOTHESES DE CONSOMMATION DE GAZ EN FRANCE DANS LE BILAN PREVISIONNEL PLURIANNUEL DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX	8
2.2 HYPOTHESES DE CONSOMMATION DE GAZ A LA POINTE EN FRANCE DANS LE BILAN PREVISIONNEL PLURIANNUEL DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX	10
2.2.1 L'évolution de la consommation de gaz à la pointe sur la zone GRTgaz à l'horizon 2030	10
2.2.1 L'évolution de la consommation de gaz à la pointe sur la zone Teréga à l'horizon 2030	11
2.3 HYPOTHESES DE CONSOMMATION DE GAZ EN EUROPE DANS LE PLAN DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX DE L'ENTSO 2020	12
2.4 ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE	13
2.4.1 Diversité des scénarios	13
2.4.2 Comparaison des scénarios de consommation du bilan prévisionnel pluriannuel 2020 avec la PPE	14
2.4.3 Comparaison des scénarios du PDD 2020 avec le TYNDP 2020	14
2.4.4 Comparaison des scénarios de production d'électricité avec les scénarios de RTE	15
3. HYPOTHESES D'INJECTION DE BIOMETHANE DANS LES RESEAUX	15
3.1 HYPOTHESES D'INJECTION DE BIOMETHANE DANS LES RESEAUX DANS LES PLANS A DIX ANS DES GRT FRANÇAIS	15
3.2 HYPOTHESES D'EVOLUTION D'INJECTION DE BIOMETHANE DANS LES RESEAUX EN EUROPE DANS LE PLAN DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX 2020 DE L'ENTSO	16
3.3 ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE	16
4. OFFRE DE CAPACITES DE TRANSPORT SUR LE RESEAU FRANÇAIS EN 2020	17
5. PROJETS D'INVESTISSEMENTS DANS LES PLANS A 10 ANS	18
5.1 LES DEVELOPPEMENTS DU RESEAU MIS EN SERVICE EN 2019 ET 2020	18
5.1.1 Phase pilote du plan de conversion de gaz B en gaz H	18
5.1.2 Adaptations des réseaux pour permettre l'injection de biométhane	19
5.2 LES PROJETS D'INVESTISSEMENTS EN COURS OU A L'ETUDE	19
5.2.1 La phase industrielle de la conversion de la zone B en gaz H	19
5.2.2 La création d'un compresseur supplémentaire sur la zone Teréga	20
5.2.3 Le développement des capacités de regazéification	20
5.2.4 Le développement des capacités de stockage	20
5.2.5 Le projet de renforcement régional Bretagne Sud de GRTgaz	20
5.2.6 Les projets d'investissements sur le réseau régional de Teréga	20
5.2.7 L'accueil du biométhane sur les réseaux : le recours au rebours	21
5.2.8 Les projets pilotes de R&D	22
Le projet pilote Power to gas Jupiter 1000	22
Le projet démonstrateur d'injection d'hydrogène dans les réseaux FenHYx de GRTgaz	22
Le projet Impulse 2025 de Teréga	22

5.3	LES PROJETS D'INVESTISSEMENTS SUPPRIMES DES PLANS DECENNAUX	22
5.3.1	Les projets MidCat et STEP	22
5.3.2	Le rebours vers l'Allemagne et l'odorisation décentralisée	23
5.4	COHERENCE DU PDD AVEC LES BESOINS D'INVESTISSEMENTS FUTURS.....	23
5.4.1	La structure des dépenses d'investissements des GRT de gaz a fortement évolué depuis une décennie 23	
5.4.2	Le PDD des GRT pourrait éclairer davantage l'impact sur les réseaux de l'évolution future de la demande et de l'injection de gaz	24
5.4.3	Le PDD devrait donner une vision claire des projets et des budgets décennaux.....	25
6.	L'HYDROGENE : UNE THEMATIQUE QUI PREND DE L'AMPLEUR DANS LE PDD, MAIS AVEC PEU DE LIEN CONCRET AVEC LA PLANIFICATION DU RESEAU DE TRANSPORT	26
6.1	LA THEMATIQUE HYDROGENE DANS LES PLANS DECENNAUX.....	26
6.2	LES SCENARIOS DE PRODUCTION D'HYDROGENE	26
6.2.1	Hypothèses de production d'hydrogène.....	27
6.2.2	Injection d'hydrogène	27
6.2.3	Power to gas et hydrogène	28
6.3	LES PROJETS LIES A L'HYDROGENE	28
7.	QUESTIONS	29

1. CONTEXTE

1.1 Les objectifs français de transition énergétique

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) couvrant la période 2019-2028⁷ a été publiée dans sa version finale en avril 2020. Elle prévoit une baisse de 22% de la consommation de gaz fossile en 2028 par rapport à 2012 dans son scénario principal (19% dans le scénario alternatif), du fait de la mise en œuvre de mesures d'efficacité énergétique. La PPE prévoit cependant le report temporaire de certains usages du charbon ou du pétrole vers le gaz naturel, avant sa suppression du mix énergétique d'ici 2050 (hors gaz renouvelable). Elle ne met ainsi pas en place de mesures particulières visant à remplacer la consommation de gaz naturel par une autre énergie à l'horizon 2028.

La PPE fixe également un objectif de production de gaz renouvelable en 2028 cohérent avec l'atteinte d'une part de 7 à 10 % de la consommation issue de gaz renouvelable, prévue par la loi de transition énergétique pour la croissance verte. En ce qui concerne le biométhane, cela se traduit par l'injection d'entre 14 et 22 TWh de production dans les réseaux en 2028, selon la vitesse des baisses de coûts qui sera atteinte. Enfin, la PPE fixe des objectifs d'installations de démonstrateurs de power-to-gas (entre 10 et 100 MW en 2028), de taux d'hydrogène décarboné dans l'hydrogène industriel, et de nombre véhicules à hydrogène.

Par ailleurs, la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC), adoptée en 2020, décrit la feuille de route visant à atteindre un objectif de neutralité carbone d'ici 2050, désormais inscrit dans la loi. La SNBC s'appuie sur un scénario élaboré au cours d'un exercice de modélisation commun avec la PPE, appelé « Avec Mesures Supplémentaires » (AMS). Il prévoit la quasi-totale décarbonation du secteur énergétique à l'horizon 2050, ce qui se traduit par une consommation de gaz comprise entre 195 et 295 TWh en 2050 et entièrement issue de production de gaz renouvelable.

1.2 Le 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 coût-bénéfice dont la méthodologie doit également être préparée par l'ENTSOG. Les analyses coût-bénéfice 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 2020 de l'ENTSOG a été publié en novembre 2020⁸. Les scénarios utilisés dans ce TYNDP ont été élaborés de manière conjointe par l'ENTSOG et l'ENTSOE, et ont été publiés en juin 2020⁹. La consolidation des hypothèses en provenance des différents pays entraîne nécessairement un décalage temporel entre les exercices nationaux et le TYNDP. Les hypothèses utilisées dans le TYNDP 2020 sont ainsi issues du bilan prévisionnel (BP) 2018 des opérateurs. Le TYNDP 2022, en cours de réalisation, sera lui basé sur le BP 2020.

1.3 Eléments présentés dans la consultation publique de la CRE

La présente consultation présente les principaux éléments des plans décennaux 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, leurs principales hypothèses, les résultats et projets présentés par les opérateurs, mais aussi sur les évolutions attendues afin d'adapter les documents aux nouveaux enjeux du secteur gazier.

La CRE présente également dans cette consultation son analyse concernant la cohérence entre les PDD de GRTgaz et de Teréga et différents documents :

- le TYNDP 2020 de l'ENTSOG ;
- les objectifs fixés par la PPE ;
- les scénarios du bilan prévisionnel 2021 de RTE (en ce qui concerne les hypothèses de production d'électricité à partir de gaz).

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

Les PDD portent sur la période 2020-2029. Cependant, les GRT ont étendu leur analyse à l'horizon 2030 afin de couvrir une période de 10 ans à partir de 2021, année de publication du plan.

⁷ PPE 2019-2028

⁸ <https://www.entsog.eu/tyndp#entsog-ten-year-network-development-plan-2020>

⁹ <https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/>

1.4 Consultation des acteurs par les GRT

En application de l'article L. 431-6 du code de l'énergie, les GRT ont l'obligation de consulter les parties intéressées dans le cadre de l'élaboration de leur plan 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 régionaux¹⁰ 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 capacité¹¹.

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).

A ce stade, 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 2015¹² 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]* ». Les opérateurs de réseaux ont organisé une réunion de présentation relative au bilan prévisionnel pluriannuel en novembre 2020, qui portait à la fois sur les hypothèses retenues dans les différents scénarios et les résultats préliminaires. Cette réunion a eu lieu en présence des parties prenantes, de représentants de l'administration, de la société civile et des acteurs de l'énergie en France, afin d'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 dans le cadre de la Concertation Gaz du 2 décembre 2020. GRTgaz a publié son plan décennal le 16 juillet¹³ et Teréga le 27 juillet 2021¹⁴. Les deux GRT ont également publié un fichier commun contenant les hypothèses utilisées pour réaliser cet exercice le 3 août 2021¹⁵.

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

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

2. SCENARIOS D'EVOLUTION DE LA DEMANDE DE GAZ

L'article L. 141-10 du code de l'énergie prévoit que « *les gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel établissent chaque année, sous le contrôle de l'Etat, un bilan gazier national, deux bilans prévisionnels saisonniers et un bilan prévisionnel pluriannuel afin d'évaluer le risque de défaillance du système gazier. Le bilan gazier national couvre l'année précédant la date de sa publication, le bilan prévisionnel hivernal couvre la période d'octobre à mars, le bilan prévisionnel estival couvre la période d'avril à septembre et le bilan prévisionnel pluriannuel couvre une période minimale de dix ans à compter de la date de sa publication. Ces bilans prennent en compte les évolutions de la consommation en fonction notamment des actions de sobriété, d'efficacité et de substitution d'usages, des capacités de transport, de distribution, de stockage, de regazéification, de production renouvelable, d'effacement et d'interruptibilité, ainsi que des échanges avec les réseaux gaziers étrangers.* »

¹⁰ GRIP : Gas regional investment plan

¹¹ 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

¹² 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

¹³ Lien vers le PDD de GRTgaz

¹⁴ Lien vers le PDD de Teréga

¹⁵ Lien vers le fichier

28 octobre 2021

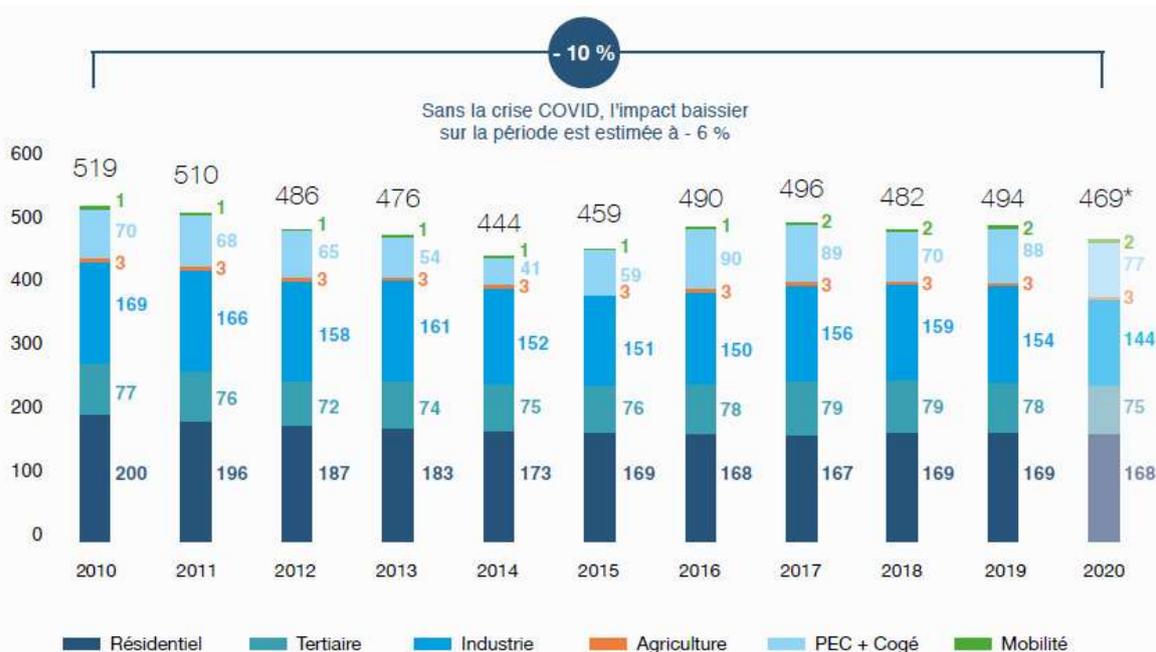
En coordination avec GRDF et le SPEGNN (Syndicat Professionnel des Entreprises Gazières Non Nationalisées), GRT-gaz et Teréga ont publié des scénarios de consommation de gaz et de production de gaz renouvelables (dits « Perspectives gaz 2020 ») à l'horizon 2030 le 8 juin 2021¹⁶, repris dans le bilan prévisionnel pluriannuel. L'ensemble des hypothèses a été évalué à partir des données finalisées de la dernière année de consommation et de production disponibles, soit 2019. Ce sont sur ces résultats que se fondent les plans décennaux de développement des GRT.

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

En 2019, la consommation totale de gaz sur les réseaux français corrigée du climat a atteint 494 TWh, en hausse de 2,5 % par rapport à 2018. La consommation en 2020 est estimée à 469 TWh par les opérateurs, en baisse de 5,1 % par rapport à 2019, principalement en raison d'une activité économique réduite à cause de la crise sanitaire.

Malgré une hausse de la consommation de gaz entre 2015 et 2017, la décennie 2010-2020 a été marquée par une baisse de la consommation, de l'ordre de 6 % (10 % en prenant en compte l'impact de la crise sanitaire en 2020). Ce sont principalement les consommateurs résidentiels et industriels qui sont à l'origine de cette baisse.

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



Source : Perspectives gaz 2020 (*valeurs 2020 provisoires à la date de publication du rapport)

Pour les Perspectives gaz 2020, les opérateurs ont élaboré trois scénarios :

- le scénario « **National gaz bas** », basé sur le scénario « Avec mesures supplémentaires » (AMS) de la SNBC. Il suppose une électrification importante des usages (en particulier pour la mobilité, l'industrie et les maisons individuelles) et un fort développement des réseaux de chaleur urbains pour les logements collectifs et les bâtiments tertiaires ;
- le scénario « **National gaz haut** », cohérent avec la variante « Gaz haut » du scénario AMS de la SNBC, qui suppose un recours plus important au gaz renouvelable pour décarboner le secteur des bâtiments ;
- le scénario « **Territoires** », construit sur la base des SRADDET¹⁷ harmonisés par les opérateurs. Il traduit ainsi les ambitions et dynamiques régionales.

¹⁶ <https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2021-06/Rapport-perspectives-gaz-2020.pdf>

¹⁷ Schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires

Les GRT ont également élaboré un scénario complémentaire, dit « Alternative internationale »¹⁸, qui prévoit une baisse plus modérée de la consommation de gaz à l'horizon 2030, dont une partie serait couverte par l'importation de gaz renouvelable ou décarboné. En ce sens, ce scénario n'est pas strictement compatible avec la SNBC.

Détails des scénarios de consommation de gaz en volume au périmètre France par secteur en 2030

TWh	Consommation 2019	Prévisionnel 2030			
		National gaz bas (NGB)	National gaz haut (NGH)	Territoires	Alternative internationale
Résidentiel	169	115	134	124	149
Tertiaire	78	35	41	43	56
Industrie	154	122	122	137	146
PEC ¹⁹ + cogénération	88	90	90	59	59
Mobilité	2	13	14	41	37
Agriculture	3	5	5	5	5
TOTAL	494	381	405	410	452
<i>Evolution 2019-2030</i>	-	-22,9%	-18%	-17%	-8,5%
<i>en moyenne par an</i>	-	-2,1%	-1,6%	-1,5%	-0,8%

Source : Perspectives gaz 2020

Les opérateurs prévoient une baisse de la consommation dans tous les scénarios. Celle-ci est particulièrement marquée dans le scénario « **National gaz bas** » (-23 % d'ici 2030), et plus limitée dans les scénarios « **National gaz haut** » et « **Territoires** » (-18 % et -17 %). Elle n'est que de 8,5 % dans le scénario « Alternative internationale ».

Dans tous les scénarios, la baisse de la consommation est la plus importante dans le secteur tertiaire (-55 % dans le scénario **NGB**, -47 % dans le scénario **NGH**, -45 % dans le scénario « **Territoires** » et -28 % dans le scénario « Alternative internationale », en lien avec les efforts d'efficacité énergétique et les substitutions).

Les PDD respectifs de GRTgaz et Teréga présentent l'évolution de la demande pour chacune des deux zones.

¹⁸ NB : ce scénario ne fait pas partie du Bilan Prévisionnel des opérateurs. Il est inclus dans le PDD uniquement

¹⁹ Production d'électricité centralisée

Evolution des scénarios de consommation aux périmètres GRTgaz et Teréga en 2030

TWh	Consommation 2019	Prévisionnel 2030			
		National gaz bas (NGB)	National gaz haut (NGH)	Territoires	Alternative internationale
Demande zone GRTgaz	465	361	383	385	424
<i>en moyenne par an 2019-2030</i>	-	-2,3%	-1,7%	-1,7%	-0,8%
Demande zone Teréga	29	20	22	25	28
<i>en moyenne par an 2019-2030</i>	-	-3,0%	-2,3%	-1,3%	-0,3%

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

Conformément à la réglementation, les GRT 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 %.

Dans le précédent PDD, les opérateurs avaient utilisé des méthodologies différentes pour l'évaluation de la pointe. Dans sa délibération²⁰, la CRE avait constaté des divergences dans la méthodologie de calcul des opérateurs, et leur avait demandé de se rapprocher pour procéder à une harmonisation des méthodes de calcul. Les opérateurs ont engagé les travaux de convergence, et les méthodologies utilisées par les opérateurs dans le PDD publié cette année sont largement harmonisées.

L'évolution de la consommation de gaz à la pointe est établie à partir de la pointe constatée en 2019-2020 et des résultats de l'enquête annuelle réalisée par les GRT pour les trois années suivantes. Les opérateurs appliquent ensuite pour les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel les taux de décroissance de la consommation annuelle de chacun des scénarios. Une correction est effectuée pour les consommateurs résidentiels disposant de pompes à chaleur hybrides : en effet, si leur consommation annuelle est inférieure de 80 % à celle des clients disposant d'une chaudière à gaz, leur besoin à la pointe est similaire (la chaudière au gaz était activée en cas de pointe de froid).

2.2.1 L'évolution de la consommation de gaz à la pointe sur la zone GRTgaz à l'horizon 2030

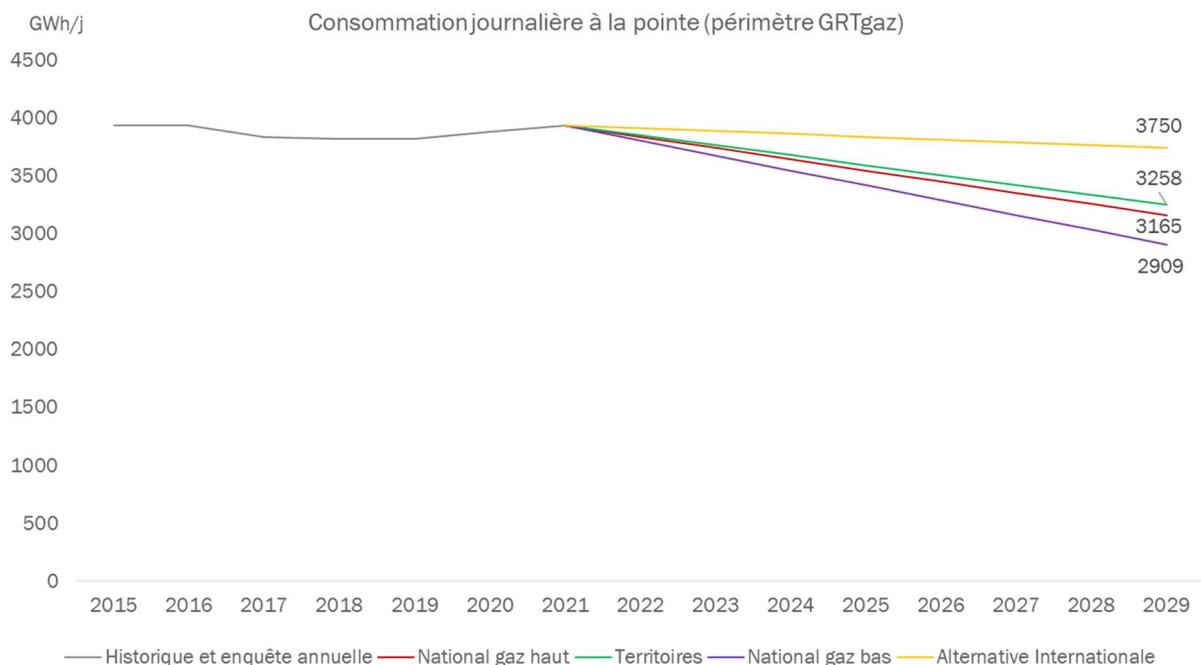
La capacité en consommation de pointe en zone GRTgaz pour l'hiver 2019-2020 est estimée à 3 824 GWh/j. GRTgaz prévoit une diminution de la consommation de gaz à la pointe dans tous les scénarios.

Evolution des capacités de pointe sur la zone GRTgaz à horizon 2030

GWh/j	2019-2020	Prévisionnel 2030			
		National gaz bas (NGB)	National gaz haut (NGH)	Territoires	Alternative internationale
Total	3824	2909	3165	3258	3750
<i>en moyenne par an 2019-2030</i>	-	-2,5%	-1,7%	-1,4%	-0,2%

²⁰ Délibération de la CRE du 27 mars 2019 relative à l'examen des plans décennaux de développement de GRTgaz et Teréga

28 octobre 2021



Source : Plan décennal de développement GRTgaz 2020

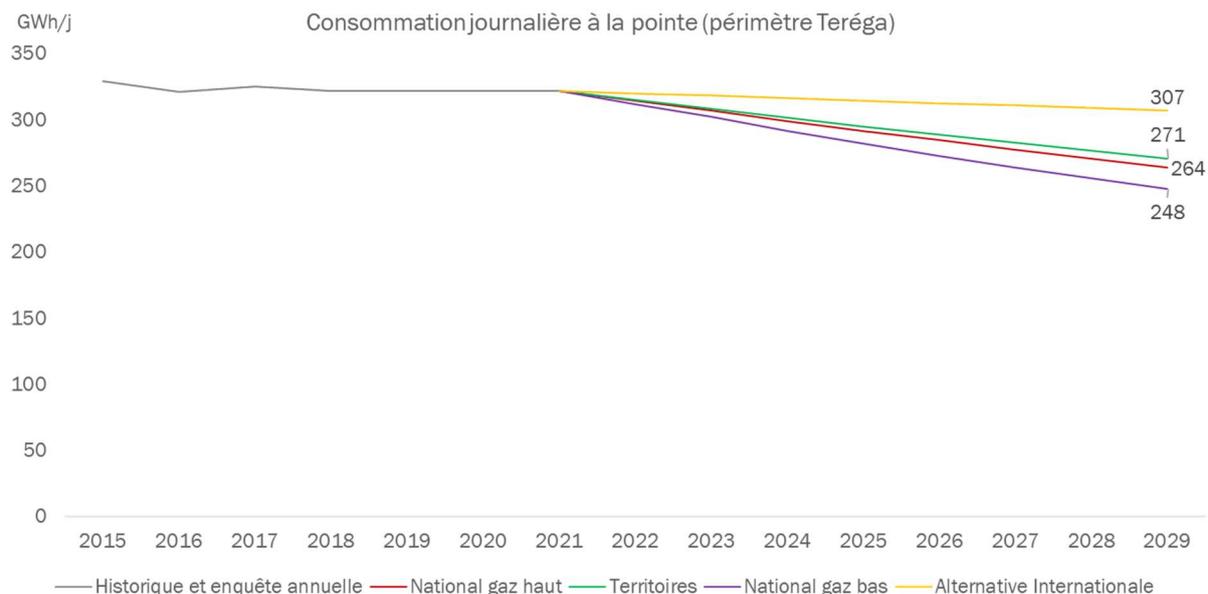
2.2.1 L'évolution de la consommation de gaz à la pointe sur la zone Teréga à l'horizon 2030

La capacité en consommation de pointe en zone Teréga pour l'hiver 2019-2020 est estimée à 322 GWh/j. Teréga prévoit également une diminution de la consommation de gaz à la pointe dans tous les scénarios.

Evolution des capacités de pointe sur la zone Teréga à horizon 2030

GWh/j	2019-2020	Prévisionnel 2030			
		National gaz bas (NBG)	National gaz haut (NGH)	Territoires	Alternative internationale
Total	322	248	264	271	307
<i>en moyenne par an 2019-2030</i>	-	-2,3%	-1,8%	-1,6%	-0,4%

28 octobre 2021



Source : Plan décennal de développement Teréga 2020

2.3 Hypothèses de consommation de gaz en Europe dans le plan de développement des réseaux de l'ENTSOG 2020

Pour la deuxième fois, les scénarios du TYNDP 2020 ont été élaborés conjointement par l'ENTSOG et l'ENTSOE. Les scénarios utilisés pour cette édition ont été publiés en juin 2020²¹, et le document final en novembre 2020²².

Le TYNDP 2020 repose sur trois scénarios qui prévoient une forte réduction des émissions de CO₂ d'ici 2050 :

- le scénario « **National Trends** » : ce scénario est construit sur la base des plans nationaux en matière d'énergie et de climat et respecte les objectifs européens aux horizons 2030 (-40 % d'émissions de CO₂, 32 % de production issue de renouvelables, 32,5 % de gains d'efficacité énergétique) et 2050 (-80 % à 95 % d'émissions de CO₂) ;

²¹ <https://2020.entso-tyndp-scenarios.eu/>

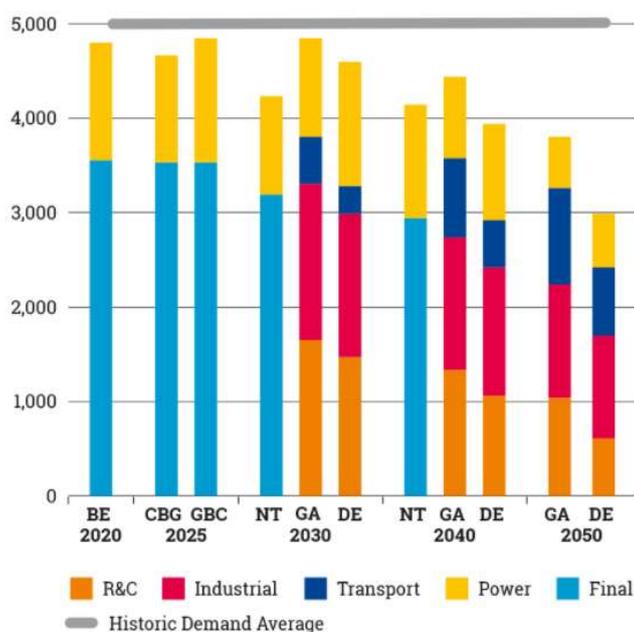
²² <https://www.entso-tyndp#entso-ten-year-network-development-plan-2020>

28 octobre 2021

- le scénario « *Distributed Energy* » : il prévoit l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone en 2050 édicté lors de la COP21, avec une approche décentralisée (production à petite échelle, approche circulaire et part importante de consommateurs actifs) ;

le scénario « *Global Ambition* » : il prévoit également l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone en 2050, mais avec une approche centralisée (production renouvelable à grande échelle et flux importants entre les pays notamment).

Consommation totale de gaz en Europe selon les scénarios du TYNDP 2020 (TWh)



Source : ENTSOE et ENTSG

2.4 Analyse préliminaire de la CRE

2.4.1 Diversité des scénarios

Afin d'obtenir des scénarios compatibles avec les objectifs de neutralité carbone, GRTgaz et Teréga indiquent avoir utilisé des hypothèses similaires pour les trois scénarios.

Secteur	Hypothèses communes entre les scénarios	Hypothèses différenciées
Bâtiments	<ul style="list-style-type: none"> démographie trajectoire volume constructions neuves / destructions rythme de rénovation rendement des systèmes de chauffage au gaz 	<ul style="list-style-type: none"> part de marché des énergies et des systèmes de chauffage
Industries	<ul style="list-style-type: none"> activité industrielle (évolution de la production / valeur ajoutée) efficacité énergétique 	<ul style="list-style-type: none"> substitution entre énergies (deux scénarios : national vs territoires)
Mobilité	<ul style="list-style-type: none"> durée de vie des véhicules efficacité énergétique 	<ul style="list-style-type: none"> part de marché du GNV dans les nouvelles immatriculations
Production d'électricité	Deux trajectoires (national vs territoires)	

Les hypothèses retenues par les opérateurs dans les Perspectives gaz 2020 sont peu contrastées, ce que les opérateurs expliquent par leur volonté de respecter le cadre de la SNBC. En effet, la majorité des hypothèses structurantes (efficacité énergétique, situation macroéconomique notamment) sont communes à tous les scénarios. Cela ne permet pas de refléter complètement les incertitudes portant sur l'avenir du secteur gazier français dans le contexte de la transition énergétique. Cela se constate dans les résultats du bilan prévisionnel : les scénarios *National gaz haut* et *National gaz bas* présentent ainsi des niveaux de consommation identiques pour le secteur industriel, la

28 octobre 2021

production d'électricité, la mobilité et l'agriculture, tandis que le niveau de consommation total est similaire dans les scénarios **National gaz haut** et **Territoires** (voir partie 2.1).

Question 2 Quelle est votre analyse concernant les hypothèses de construction des scénarios présentés par les opérateurs ? Quelles variables supplémentaires pourraient compléter les scénarios prévisionnels ?

2.4.2 Comparaison des scénarios de consommation du bilan prévisionnel pluriannuel 2020 avec la PPE

La programmation pluriannuelle de l'énergie prévoit une baisse comprise entre 19 % et 22 % de la consommation primaire de gaz fossile d'ici 2028, par rapport au niveau de 2012.

Les trois principaux scénarios présentés par les opérateurs sont compatibles avec ces objectifs. Les scénarios **Territoires** et **National gaz bas** prévoient une baisse légèrement plus forte que la PPE (respectivement -24 % et -23 % par rapport à 2012), tandis que le scénario **National gaz haut** est compatible avec le scénario alternatif de la PPE (-19 %). Le scénario **Alternative internationale** propose une consommation de gaz fossile plus élevée que les objectifs de la PPE (-15 % par rapport à 2012).

Trajectoire de consommation de gaz fossile au périmètre France en 2028

TWh PCS	2012	Prévisionnel 2028			
		National gaz bas (NBG)	National gaz haut (NGH)	Territoires	Alternative internationale
Consommation de gaz fossile	483	374	391	367	410
Evolution vs 2012	-	-23%	-19%	-24%	-15%

Source : Perspectives gaz 2020

Les scénarios du bilan prévisionnel des opérateurs sont dans l'ensemble compatibles avec les objectifs de la PPE.

2.4.3 Comparaison des scénarios du PDD 2020 avec le TYNDP 2020

La CRE note que la durée d'élaboration du TYNDP (en gaz comme en électricité) entraîne un décalage entre les données retenues dans le TYNDP et les PDD nationaux. Elle constate cependant que les scénarios du TYNDP 2020 tout comme ceux du BP 2020 s'inscrivent dans l'objectif d'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050.

Comparaison des résultats des scénarios du TYNDP 2020 et du BP 2020 en 2030 (TWh)



Ainsi, même si chaque scénario du PDD ne correspond pas à un scénario particulier du TYNDP, ils restent dans l'ensemble cohérents en ce qui concerne le niveau de consommation de gaz en 2030 (391 TWh en moyenne dans les scénarios du TYNDP, contre 399 TWh dans les trois scénarios principaux du BP). En revanche, la CRE note que les scénarios du BP sont moins contrastés que ceux du TYNDP (l'écart entre les niveaux de consommation minimum et maximum est de 86 TWh dans le TYNDP, contre 29 TWh dans les trois scénarios principaux du BP, et 71 TWh en intégrant l'alternative internationale). Le niveau de la consommation de gaz destiné à la production électrique est nettement plus élevé dans les scénarios du BP (entre 59 et 90 TWh) que dans le TYNDP (entre 46 et 51 TWh).

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

L'harmonisation du niveau de demande de gaz pour la production d'électricité avec les scénarios prévisionnels de RTE est une demande récurrente de la CRE²³, que les opérateurs avaient mise en œuvre pour la première fois dans le précédent PDD.

Les scénarios retenus par RTE dans son dernier bilan prévisionnel publié en mars 2021²⁴ ne prévoient pas de mise en service de nouvelle centrale électrique au gaz d'ici à 2030, en dehors de celle de Landivisiau. Les scénarios de GRTgaz et de Teréga sont cohérents avec ceux de RTE en ce qui concerne les capacités installées.

RTE prévoit en revanche un moindre recours à la production thermique issue de gaz qu'aujourd'hui (soit environ 50 TWh en 2030), alors que les GRT gaziers ont prolongé la tendance actuelle dans leurs scénarios (entre 59 et 90 TWh). Les scénarios retenus par les opérateurs ne sont pas cohérents avec ceux de RTE en ce qui concerne le niveau de production d'électricité à partir de gaz. Dans la mesure où RTE est responsable de la planification électrique en France et sous réserve que les scénarios de demandes de gaz et d'électricité soient cohérents et co-construits, les GRT de gaz doivent impérativement utiliser ses hypothèses. A ce titre, RTE devra communiquer aux GRT de gaz ses hypothèses sur ce point.

Question 3 Quelle est votre analyse concernant les prévisions de consommation présentées par les opérateurs dans le bilan prévisionnel pluriannuel et les plans à dix ans ?

3. HYPOTHESES D'INJECTION DE BIOMETHANE DANS LES RESEAUX

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

A fin décembre 2020, 214 sites d'injection de biométhane étaient en service en France et injectaient environ 2,2 TWh/an de biométhane, soit une hausse de 95 % par rapport à 2019. Parmi eux, 23 sites étaient directement raccordés aux réseaux de transport, dont deux à celui de Teréga. Le registre de capacités affichait 1164 projets en file d'attente, qui représentent une capacité maximale de 26,5 TWh/an sur l'ensemble des réseaux.

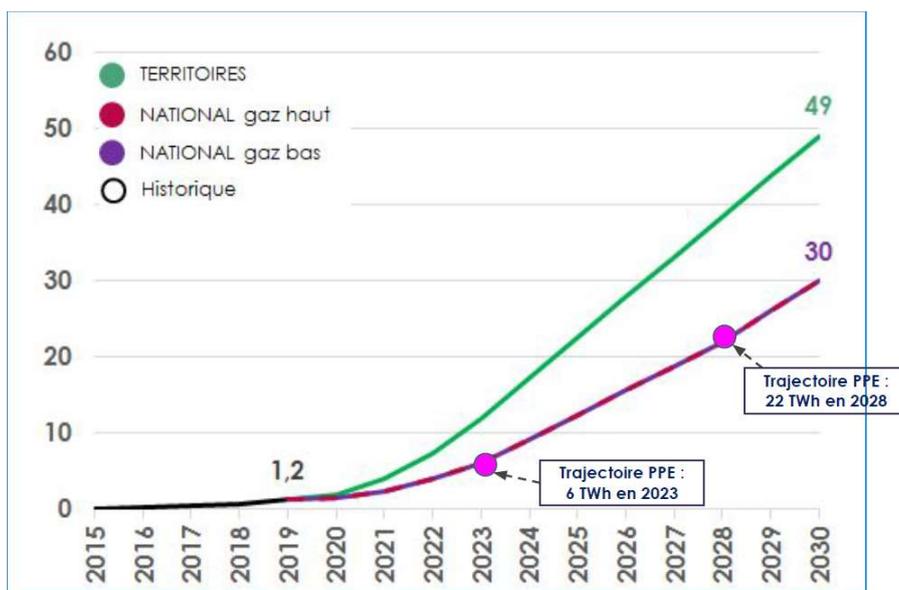
Dans le bilan prévisionnel, les prévisions d'injection varient entre 26 et 45 TWh à l'horizon 2029, et entre 30 et 49 TWh à l'horizon 2030 :

- dans les scénarios *National gaz bas* (part importante de gaz renouvelable dans le secteur du bâtiment) et *National gaz haut* (électrification des usages et développement important des réseaux de chaleur urbains), les opérateurs estiment un niveau de 26 TWh injectés en 2029 (30 TWh injectés en 2030) ;
- dans le scénario *Territoires* (concaténation des ambitions et dynamiques régionales sur la production de gaz renouvelable), les opérateurs estiment un niveau de 45 TWh en 2029 (49 TWh injectés en 2030).

²³ Délibération de la CRE du 22 mars 2018 relative à l'examen des plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF

²⁴ <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-bilans-previsionnels>

Trajectoire d'injection de gaz renouvelable au périmètre France à l'horizon 2030



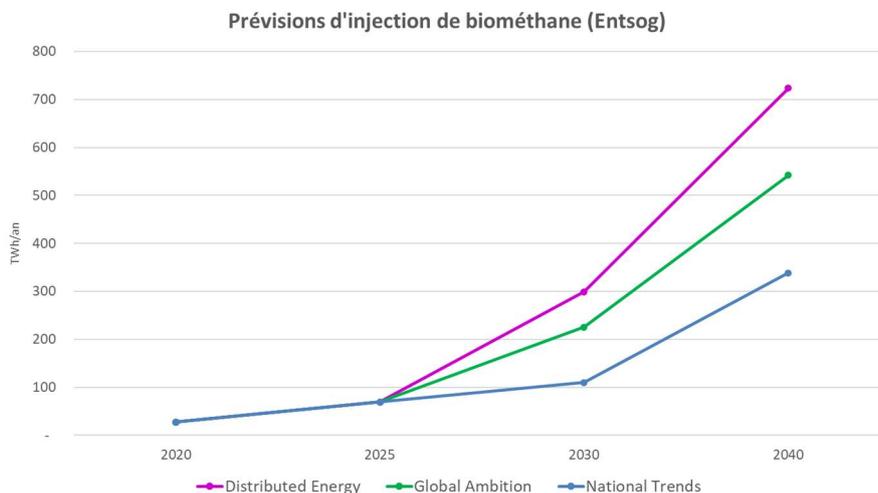
NB : les trajectoires National gaz haut et national gaz bas sont identiques

Source : Perspectives gaz 2020

3.2 Hypothèses d'évolution d'injection de biométhane dans les réseaux en Europe dans le plan de développement des réseaux 2020 de l'ENTSOG

Au niveau européen, les travaux menés dans le cadre du TYNDP 2020 prennent en compte une hausse des injections de biométhane à l'horizon 2030 selon les trois scénarios :

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



Source : CRE à partir des données ENTSOG

A la maille France, où le niveau d'injection à fin 2020 s'élevait à 2 TWh, les scénarios de l'ENTSOG du TYNDP 2020 prévoient les trajectoires suivantes :

- **National Trends** où le niveau d'injection pourrait atteindre 42 TWh à l'horizon 2030 (127 TWh en 2040) ;
- **Distributed Energy** où le niveau d'injection pourrait atteindre 60 TWh à l'horizon 2030 (146 TWh en 2040) ;
- **Global Ambition** où le niveau d'injection pourrait atteindre 48 TWh à l'horizon 2030 (117 TWh en 2040).

3.3 Analyse préliminaire de la CRE

Les objectifs de la PPE pour 2028 sont :

- 14 à 22 TWh d'injection de biométhane dans les réseaux en 2028 ;

28 octobre 2021

- 7 à 10 % de biogaz (cogénération et injection de biométhane) dans la consommation totale de gaz en 2030. Les GRT font référence à la cogénération dans leurs scénarios de consommation au sein du secteur de consommation « Production d'électricité centralisée et cogénération ».

Sur les trois scénarios présentés par les GRT dans leur Plan décennal de développement issu du bilan prévisionnel, les scénarios *National gaz haut* et *National gaz bas* sont situés dans le haut de la fourchette de l'objectif PPE. Seul le scénario *Territoires* affiche une trajectoire d'injection supérieure à l'objectif de PPE.

Le rythme des prévisions d'injection de biométhane proposées par les GRT dans leur PDD présente une forte accélération entre 2028 et 2030 (+10 TWh pour *Territoires*, +8 TWh pour les deux scénarios National gaz *haut* et *bas*).

Par ailleurs, la CRE s'interroge sur le manque de contraste entre les scénarios National gaz *bas* et *haut*. Le premier est présenté comme le scénario de l'électrification massive, le second comme celui où le gaz renouvelable décarbone le secteur des bâtiments. Or, l'injection de gaz renouvelable est identique d'un scénario à l'autre.

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

TWh	Objectif PPE 2028	Prévisionnel 2028*		
		Territoires	National gaz haut	National gaz bas
Injection de gaz renouvelable	[14 - 22 TWh]	38	22	22
TCAM 2020-2029	31 %	43 %	31 %	31 %

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

Source : Perspectives gaz 2020

Les objectifs de la 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. Tous les scénarios affichent une part d'environ 15 % du biogaz dans la consommation totale de gaz et dépassent donc tous les objectifs de la PPE dans ce domaine. Or, les GRT ne présentent aucune analyse sur la trajectoire de coûts du biométhane permettant de justifier ce dépassement.

Part de biogaz (biométhane + cogénération) dans la consommation totale de gaz en 2030

TWh	Objectif PPE 2030	Prévisionnel 2030		
		Territoires	National gaz haut	National gaz bas
Part de biogaz (biométhane + cogénération) dans la consommation totale de gaz	[7 - 10 %]	15 %	14 %	14 %

Source : Perspectives gaz 2020

Question 4 Quelle est votre analyse des prévisions d'injection de biométhane présentées par les GRT dans leurs plans à dix ans ?

4. OFFRE DE CAPACITES DE TRANSPORT SUR LE RESEAU FRANÇAIS EN 2020

En 2020, les capacités fermes d'entrée en France s'élèvent à 3 685 GWh/j, en hausse de plus de 57 % 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	2020	Evolution 2005-2020
Capacités fermes d'entrée	2 345	3 685	+57 %
Dont pipe	1 805	2 385	+32 %
Dont GNL	540	1 300	+141 %
Capacités fermes de sortie	304	695	+129 %

La Concertation Gaz 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 5 Avez-vous des observations sur le niveau des capacités d'entrée et de sortie du réseau français ?

5. PROJETS D'INVESTISSEMENTS DANS LES PLANS A 10 ANS

La présente partie est dédiée aux projets identifiés par les opérateurs dans leurs plans décennaux : à titre préliminaire, seuls les investissements de développement et majoritairement identifiés de longue date sont présentés dans ces documents, alors qu'ils représentent une portion de plus en plus faible des dépenses annuelles d'investissements des opérateurs :

Projets mis en service en 2019 et 2020 (partie 5.1)	Projets en cours ou à l'étude (partie 5.2)	Projets supprimés (partie 5.3)
<ul style="list-style-type: none"> - Conversion HB - Rebours biométhane 	<ul style="list-style-type: none"> - Conversion HB (phase 2) - Compresseurs additionnels Teréga - Infrastructures adjacentes - Renforcement Bretagne Sud - Développement/renforcement réseau régional - Biométhane - R&D - Hydrogène 	<ul style="list-style-type: none"> - MidCat/STEP - Odorisation décentralisée

De ce fait, environ deux tiers du programme d'investissements des GRT ne sont quasiment pas abordés, que ce soit sur le volume d'investissements, les projets à venir ou la stratégie de l'opérateur. La CRE, pour mieux répondre au contexte de transition énergétique, envisage de demander à GRTgaz et Teréga de publier des compléments pour les futurs PDD (partie 5.4 de la présente consultation).

5.1 Les développements du réseau mis en service en 2019 et 2020

5.1.1 Phase pilote du plan de conversion de gaz 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 2016²⁵ 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 entreprises locales de distribution) 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 conversion²⁶, 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€ ;
- 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 projet²⁷.

Le plan de conversion 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.

GRTgaz a achevé la phase pilote à l'automne 2020 pour un budget de 47 M€.

5.1.2 Adaptations des réseaux pour permettre l'injection de biométhane

Les réseaux de gaz sont initialement dimensionnés 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 doivent 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 permet d'augmenter les soutirages des réseaux et certains sites d'injection peuvent être raccordés directement aux réseaux de transport (à fin 2020, 21 étaient raccordés sur le réseau GRTgaz et deux sur celui de Teréga). Enfin, des installations de compression appelées rebours permettent de faire remonter le gaz en amont vers des réseaux de régime de pression plus élevée (rebours distribution/transport ou rebours transport/transport).

Instauré par la loi EGalim du 8 novembre 2018, le droit à l'injection met à la charge des gestionnaires de réseaux, et non plus des producteurs, les travaux de renforcements nécessaires à l'injection de biométhane produit localement, sous réserve du respect d'un principe d'efficacité économique. Dans ce contexte, la CRE a notamment mis en œuvre un mécanisme d'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz dans sa délibération du 14 novembre 2019²⁸. Ce texte prévoit la validation des zonages de raccordement, qui permettent de définir le réseau le plus pertinent pour le raccordement des installations de production de biogaz, ainsi que les conditions de son injection.

A fin juin 2021, 249 zonages ont été validés par la CRE, pour un montant de 478 M€ d'investissements de renforcement sur l'ensemble des réseaux. Trois rebours ont été mis en service entre 2019 et 2020 : les deux rebours pilotes de Pouzauges et Pontivy et le rebours de Chessy.

5.2 Les projets d'investissements en cours ou à l'étude

5.2.1 La phase industrielle de la conversion de la zone B en gaz H

La conversion des secteurs est séquencée des zones les plus éloignées vers les zones les plus proches du point d'entrée du gaz B à Taisnières, GRTgaz a prévu de découper les investissements sur son réseau pour la phase de déploiement en deux parties, la première avec des mises en service entre 2021 et 2024, et la seconde entre 2025 et 2028.

Dans sa délibération du 18 juillet 2019²⁹, la CRE a fixé à 30,9 M€ le budget cible de cette première phase de déploiement. Le coût à terminaison (31,0 M€) est en ligne avec cet objectif.

²⁵ Décret n° 2016-348 du 23 mars 2016

²⁶ 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

²⁷ 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

²⁸ Délibération CRE du 14 novembre 2019 portant décision sur les mécanismes encadrant l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz

²⁹ Délibération de la CRE du 18 juillet 2019 portant décision relative à la définition du budget cible de la phase 1 du programme de conversion de gaz B en gaz H du réseau de GRTgaz

Analyse préliminaire de la CRE

Le projet dans son ensemble est répertorié dans le TYNDP 2020 pour une mise en service prévue en 2025 alors que le plan décennal prévoit une mise en service en 2028, ce qui est conforme au plan de conversion défini par la loi.

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

Dans son Plan décennal de développement, Teréga indique étudier la mise en œuvre d'une puissance complémentaire de compression en réponse à l'évolution des flux de gaz sur sa zone depuis la mise en œuvre de la TRF, pour une mise en service éventuelle prévue en 2028.

Analyse préliminaire de la CRE

Ce projet de renforcement est non décidé à ce stade et n'a pas été soumis à l'approbation de la CRE. La CRE constate que Teréga ne fournit aucune indication sur ce projet (en dehors de la date prévisionnelle de mise en service).

5.2.3 Le développement des capacités de regazéification

Elengy examine les possibilités d'extension du terminal de Montoir-de-Bretagne de 10 à 12,5 Gm³ d'ici 2026 avec la possibilité de construire une nouvelle cuve en 2025. En fonction de la capacité d'injection envisagée, le réseau de GRTgaz pourrait être adapté en 2023.

Elengy a initié un appel à souscriptions de capacité en 2021 concernant le terminal de Fos Cavaou, afin d'augmenter la capacité de 8 à 12,5 Gm³ à l'horizon 2030, avec une phase intermédiaire de 11 Gm³ en 2024. En fonction de la capacité d'injection souscrite, le réseau pourrait être adapté.

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 2020.

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. Une phase de souscription non engageante pour des capacités dans le terminal de Fos Cavaou s'est clôturée en juillet 2021, une phase engageante est prévue d'ici la fin de l'année, sous réserve de l'approbation par la CRE de ses modalités.

5.2.4 Le développement des capacités de stockage

La CRE, dans le cadre de la réforme de l'accès régulé aux capacités de stockage 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.

Aucun projet de renforcement de stockage ni de renforcement sur le réseau de transport n'est mentionné dans le PDD ou le TYNDP 2020.

5.2.5 Le projet de renforcement régional Bretagne Sud de GRTgaz

Dans le cadre du pacte électrique breton qui prévoit la construction de la centrale à cycle combiné gaz (CCCG) de Landivisiau, il est nécessaire d'adapter le réseau gazier breton, avec d'une part, le raccordement de la CCCG de Landivisiau initialement prévu en mars 2021 et, d'autre part, le renforcement du réseau régional dans le sud de la Bretagne (fixé pour novembre 2021).

Dans sa délibération du 20 décembre 2018, la CRE a indiqué que le raccordement ferait l'objet d'un budget cible correspondant au montant convenu entre GRTgaz et la Compagnie Electrique de Bretagne, opérateur en charge de la centrale qui supporte les coûts en question. GRTgaz et la Compagnie Electrique de Bretagne ont signé le contrat de raccordement de Landivisiau en mars 2019, pour un montant de 29,2 M€. Le coût du projet est aujourd'hui estimé à 36,5 M€. La centrale a été mise en gaz en juin 2021.

Concernant le renforcement du réseau régional, les travaux préparatoires commencés en 2019 ont été en partie interrompus en raison de la crise sanitaire, qui a également retardé la passation des marchés pour les travaux de pose. La mise en service de l'ouvrage est donc désormais prévue au plus tard pour janvier 2022 par GRTgaz. La délibération de la CRE du 28 novembre 2018 a fixé le budget cible du projet à 137,8 M€. Le coût à terminaison est évalué à 144,4 M€ par GRTgaz.

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

Teréga indique développer quatre 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. Par ailleurs, Teréga prévoit deux renforcements dans le cadre de ses obligations de sécurité d'approvisionnement.

	Nord Lot et Garonne	Cœur des Landes	Cantal	Lozère	Aveyron	Perpignan
Type	Développement				Renforcement	
Budget	-	< 20 M€	-	-	< 20 M€	-
Mise en service	2026	2028	2028	2028	2026	2028

Ces projets de renforcement sont non décidés à ce stade et n'ont pas été soumis à l'approbation de la CRE.

[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 développement des réseaux : les infrastructures doivent être développées là où il y a une pertinence économique et de la demande.

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

D'ici 2023, GRTgaz prévoit la réalisation de 27 rebours. Pour estimer le nombre de postes de rebours d'ici 2030, GRTgaz a mené une étude statistique pour estimer le nombre de rebours nécessaires sur sa zone selon les zonages déjà réalisés et les investissements associés d'une part et les hypothèses des scénarios d'injection de biométhane **National gaz haut et bas** et **Territoires** (le plus volontariste) d'autre part.

Nombre de rebours nécessaires en 2030 en zone GRTgaz selon les scénarios du PDD 2020 de GRTgaz

GRTgaz	National gaz	Territoires
Injection de gaz renouvelable	30 TWh	50 TWh
Nombre de rebours nécessaires	63	121
Nombre de compressions mutualisées	6	11
Investissements associés	200 M€	371 M€

Source : PDD 2020 de GRTgaz

Teréga prévoit la construction de 4 rebours d'ici 2029 pour un investissement de 12 M€.

[Analyse préliminaire de la CRE](#)

Les GRT ont respecté une certaine cohérence dans leurs projections, comme demandé par la CRE dans sa délibération du 27 mars 2019 sur les plans décennaux. Chaque GRT réalise bien l'exercice sur sa zone. Par ailleurs, les enveloppes sont cohérentes avec le nombre d'ouvrages prévus : 3 M€ par rebours et 1 M€ par compression mutualisée. Enfin, le nombre d'ouvrages prévu pour 2030 est en diminution par rapport au plan décennal de 2018 (100 rebours étaient prévus dans le scénario 30 TWh).

Cependant, elle 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 des dépenses, aucun GRT ne présente la trajectoire d'évolution des charges sur cette période ;
- s'agissant du nombre d'infrastructures envisagées : les GRT ne présentent pas les hypothèses sous-jacentes permettant de déterminer le nombre d'ouvrages à mettre en service : nombre de raccordements biométhane, répartition des raccordements entre réseaux de transport et distribution.

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 de donner au marché une meilleure vision sur le rythme et les dépenses associées à ces renforcements à l'horizon du plan décennal.

5.2.8 Les projets pilotes de R&D

Le projet pilote Power to gas Jupiter 1000

Le projet pilote Jupiter 1000 a été mis service en 2020 pour l'injection d'hydrogène, l'injection de méthane de synthèse est prévue à la fin de l'année 2021.

Le projet, approuvé par la CRE dans sa délibération du 17 décembre 2014³⁰, représente un investissement d'un montant total aujourd'hui estimé à environ 40 M€. Après déduction des subventions publiques, la part à financer par GRTgaz s'élève à 19,1 M€ (dont 16,8 M€ en investissements) et celle de Teréga à 2,2 M€.

Le projet démonstrateur d'injection d'hydrogène dans les réseaux FenHYx de GRTgaz

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, pour un coût estimé à 4,9 M€.

Le projet Impulse 2025 de Teréga

Le projet Impulse 2025 de Teréga vise à étudier, grâce à un pilote situé sur le site de Lacq, les configurations optimales d'un système multiénergies sur les installations de Teréga, afin de mieux gérer l'impact environnemental de l'entreprise (récupération d'énergie fatale, réduction de la consommation énergétique, augmentation de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale). La CRE a approuvé la phase 1 du projet, visant à développer un outil d'optimisation et de modélisation, dans sa délibération du 11 juillet 2019³¹, et les dépenses d'études liées à la phase 2 dans sa délibération du 23 janvier 2020³².

[Analyse préliminaire de la CRE](#)

La CRE rappelle que les opérateurs consultent régulièrement les utilisateurs sur la nature de leur programme de R&D et les grands thèmes de recherche qu'ils prévoient de développer, afin notamment de donner de la visibilité sur les bénéfices apportés aux utilisateurs des réseaux et de préciser les éléments qui devraient être pris en charge par le tarif d'utilisation des réseaux.

5.3 Les projets d'investissements supprimés des plans décennaux

5.3.1 Les projets MidCat et STEP

Les GRT ont supprimé de leurs PDD les projets MidCat et STEP.

Le projet MidCat, supposait 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, nécessitant, outre la nouvelle interconnexion, 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 avait été estimé à plus de 2 milliards d'euros. L'analyse coûts/bénéfices réalisée dans le cadre du TYNDP 2017 montrait des bénéfices qui ne suffisaient pas à compenser le coût du projet.

Le projet STEP (*South Transit East Pyrenees*) n'était 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 Barbaïra, pour un coût d'investissement estimé à 290 M€. L'étude commune des GRT concluait que, dans ce cas, seules des capacités interruptibles seraient créées. Ce projet a fait l'objet d'une analyse coût-bénéfice *ad hoc* commanditée par la Commission européenne et publiée le 27 avril 2018³³.

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

³⁰ 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

³¹ Délibération de la CRE du 11 juillet 2019 portant décision sur bilan d'exécution du programme d'investissements pour l'année 2019 de Teréga

³² Délibération de la CRE du 23 janvier 2020 portant approbation du programme d'investissements de transport de gaz pour l'année 2020 de Teréga

³³ <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/13aad129-4cea-11e8-be1d-01aa75ed71a1>

28 octobre 2021

Analyse préliminaire de la CRE

Dans sa délibération du 17 janvier 2019³⁴, la CRE avait adopté la décision conjointement élaborée avec le régulateur espagnol, 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.

La CRE est satisfaite que ces projets soient retirés des plans décennaux des GRT.

5.3.2 Le rebours vers l'Allemagne et l'odorisation décentralisée

Les GRT ont supprimé le projet d'odorisation décentralisée vers l'Allemagne de leurs PDD.

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, était étudiée par GRTgaz, en lien avec le code de réseau européen sur l'interopérabilité. Un tel projet aurait nécessité, 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 étudiait 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 était 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 coût-bénéfice, issus du plan de développement des réseaux 2015 d'ENTSOG, avaient montré des bénéfices insuffisants pour couvrir le coût de déploiement d'un tel projet.

Analyse préliminaire de la CRE

Compte tenu de l'importance des coûts de mise en œuvre d'une telle solution, la CRE, dans ses délibérations du 22 mars 2018³⁵ et celle du 27 mars 2019 avait demandé à GRTgaz de ne pas poursuivre ce projet.

La CRE est satisfaite que ce projet soit retiré des plans décennaux.

Question 6 Avez-vous des observations sur les projets présentés par les GRT dans leurs PDD ?

5.4 Cohérence du PDD avec les besoins d'investissements futurs

5.4.1 La structure des dépenses d'investissements des GRT de gaz a fortement évolué depuis une décennie

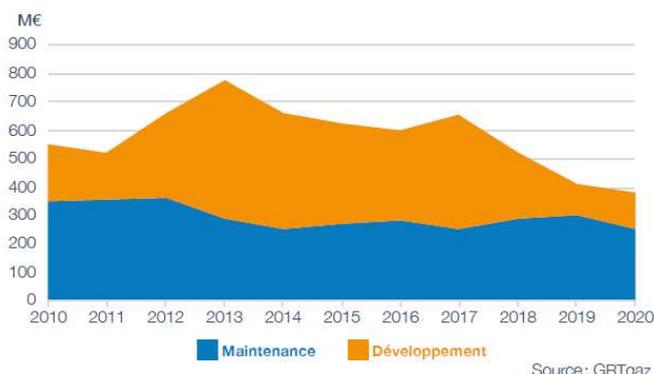
Au cours des quinze dernières années, GRTgaz et Teréga ont significativement développé leurs réseaux par la création de nouvelles capacités d'interconnexion avec les pays voisins, le développement des capacités d'entrée depuis les terminaux méthaniers et le renforcement du réseau national pour supprimer les congestions et réduire le nombre de zones de marché. Ces évolutions ont permis aux consommateurs de bénéficier de sources d'approvisionnement diversifiées et ont renforcé l'intégration de la France au sein du marché européen du gaz.

Ces besoins d'infrastructures supplémentaires se sont matérialisés par d'importantes dépenses d'investissement de développement, qui représentaient la majorité des dépenses des programmes des GRT.

³⁴ 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

³⁵ Délibération de la CRE du 22 mars 2018 relative à l'examen des plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF

Historique des investissements de GRTgaz 2010-2020



Avec la fin des grands investissements (Val-de-Saône, Gascogne-Midi), la structure des dépenses des GRT évolue. En 2020, pour GRTgaz, 70 % des dépenses étaient associées à de la maintenance, de la sécurité et des dépenses de SI. Le reste était associé aux grands projets en cours en voie de finalisation (Bretagne Sud, gaz B, Landivisiau).

Les dépenses d'investissements de Teréga ont connu une évolution similaire.

5.4.2 Le PDD des GRT pourrait éclairer davantage l'impact sur les réseaux de l'évolution future de la demande et de l'injection de gaz

Dans le cadre des objectifs français de décarbonation, le contexte gazier est appelé à fortement évoluer dans la prochaine décennie, avec des modifications structurelles dans les fondamentaux d'offre et de demande :

- côté « demande », l'ensemble des scénarios prévoit une évolution de la demande gazière française en recul (en volume et à la pointe), jusqu'à 23 % en volume à l'horizon 2030 ;
- côté « offre », la production décentralisée devrait continuer à se développer d'ici 2030, avec une multiplication par 11 dans les scénarios respectant la PPE (par 26 dans le scénario le plus ambitieux) dans le cas du biométhane, avec des conséquences sur la qualité du gaz circulant dans le réseau et sur les schémas de flux.

L'exercice de planification réalisé à l'occasion du PDD devrait ainsi permettre d'identifier et de mettre en avant les éléments ayant un impact sur le fonctionnement du réseau et qui pourraient demander une adaptation des dépenses d'investissement des opérateurs dans les dix ans à venir. Compte tenu des incertitudes portant sur l'avenir du gaz en France, cet exercice devrait également présenter l'impact différencié des scénarios identifiés par les opérateurs.

Dans la version du PDD examinée dans la présente consultation, GRTgaz indique ne pas avoir encore identifié d'ouvrages du réseau qui deviendraient inutiles du fait de la baisse de la consommation à l'horizon 2030. En revanche, l'opérateur indique que des renforcements pourraient être nécessaires afin de « *maintenir les capacités commercialisées sur les points d'entrée du réseau* ».

A ce stade, GRTgaz a identifié une zone dans laquelle cette situation pourrait se concrétiser (celle de Fos), sans donner plus de détails sur les investissements nécessaires (horizon temporel, caractéristiques techniques, coûts). Par ailleurs, l'opérateur ne précise pas la méthodologie utilisée pour identifier ces éléments, et indique que des études plus détaillées devraient être menées pour répondre à cette problématique.

Ce sujet n'est pas mentionné par Teréga.

Analyse préliminaire de la CRE

Malgré ces évolutions structurelles, pourtant identifiées par les opérateurs dans leurs scénarios, les PDD de GRTgaz et de Teréga donnent peu d'indications sur les impacts à attendre sur le réseau.

En effet, ces modifications de niveau de consommation et de localisation de la production posent la question d'une éventuelle évolution des flux de gaz et par conséquent du réseau, à plus ou moins court terme. Or, ce sujet n'est pas abordé en l'état dans le PDD : les opérateurs ne donnent aucune information sur l'évolution des schémas de flux, et en dehors des adaptations liées au biométhane (rebours), sur l'impact pour leurs programmes d'investissements.

En outre, les trois principaux scénarios d'évolution de la demande sont mis en face d'un unique scénario d'évolution du réseau de transport. Ce manque de contraste, d'une part, ne permet pas de mettre en évidence les impacts des différents facteurs sur les infrastructures, et d'autre part, n'adresse pas les nombreuses incertitudes sur la transition énergétique et sa matérialisation (par exemple, décentralisation de l'injection plus ou moins marquée, rythme de conversion des usages plus ou moins rapide...). La CRE envisage à ce stade de demander un renforcement de ces analyses dans les prochains PDD, intégrant notamment des facteurs plus contrastés d'évolution de la demande et des flux de gaz.

En outre, les opérateurs n'identifient pas de manière assez claire dans leurs scénarios la part du gaz consommé qui transite effectivement sur leur réseau, alors que le développement de la production décentralisée (et consommée directement sur le réseau de distribution) et éventuellement de l'hydrogène (qui ne sera pas nécessairement injecté dans le réseau de transport) rendent cette distinction de plus en plus importante à l'avenir.

Enfin, la CRE envisage que la problématique de l'adaptation du réseau à la baisse de la consommation soit abordée de manière plus détaillée par les opérateurs et qu'ils présentent le travail de modélisation des flux de gaz permettant d'identifier les impacts éventuels pour le réseau. De ce fait, les éléments présentés par GRTgaz devraient permettre de se prononcer sur la crédibilité, l'urgence ou encore la magnitude des besoins de renforcement mentionnés.

La CRE considère que les GRT devraient travailler au développement d'une méthodologie commune afin d'identifier les impacts de la baisse de la consommation sur le réseau (utilisation des infrastructures et adaptations éventuelles) et les éventuels impacts sur les stratégies d'investissement associées.

5.4.3 Le PDD devrait donner une vision claire des projets et des budgets décennaux

De manière globale, les PDD des deux GRT ne présentent pas de chronique prévisionnelle d'investissements pour les 10 prochaines années (contrairement par exemple à ce qui est présenté par RTE dans son SDDR, ou par des opérateurs étrangers³⁶).

Dans le détail par thème d'investissement, les GRT ne décrivent avec précision dans le PDD que les projets significatifs de développement. Or, ces projets ne représentent que 30% de leurs dépenses d'investissements et vont s'achever dans quelques années, entraînant une nouvelle diminution de leur part relative dans les budgets des opérateurs. Les PDD ne fournissent ainsi des informations que sur une faible part des dépenses d'investissements des GRT. Seul GRTgaz présente, de manière néanmoins très succincte, le contenu de ses autres catégories de dépenses d'investissement.

En outre, aucun des GRT ne présente de stratégie d'investissements sur des thématiques qui vont devenir majeures et liées entre elles, comme par exemple la question du dimensionnement des ouvrages remplacés, ou des investissements de prolongation des durées de vie des actifs.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE regrette que les gestionnaires d'infrastructures ne présentent pas leurs trajectoires d'investissements sur 10 ans dans leur PDD. Elle constate que, malgré la fin des investissements de développement, les budgets d'investissements des GRT représentent encore plusieurs centaines de millions d'euros annuels : les dépenses de maintenance, de sécurité, d'obsolescence et de SI restent donc importantes. Au vu du contexte énoncé précédemment, la stratégie des opérateurs et les perspectives de volumétrie des investissements deviennent primordiales.

La CRE considère donc important que les prochains PDD puissent, d'une part, présenter la trajectoire des différentes grandes catégories d'investissements pour la prochaine décennie, et d'autre part, détailler davantage les catégories autres que les investissements de développement, en présentant les items suivants :

- contenu des dépenses d'investissements sur les réseaux de transport et présentation des principaux postes de dépenses ou projets ;
- budget prévisionnel des dépenses d'investissements à l'horizon décennal ;
- grandes tendances sur l'évolution de ces enveloppes d'investissements à l'horizon décennal ;
- politique d'investissements dans le contexte énoncé précédemment.

Question 7 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les enjeux de l'exercice de planification dans le nouveau

³⁶ <https://www.fnb-gas.de/en/network-development-plan/network-development-plan/network-development-plan-2020/>

contexte gazier ?

Question 8 Partagez-vous l'analyse de la CRE en ce qui concerne les compléments à apporter aux futurs plans décennaux des opérateurs ? Identifiez-vous d'autres éléments importants qui devraient être approfondis dans le cadre de cet exercice ?

Question 9 Avez-vous d'autres remarques en ce qui concerne les plans décennaux de développement de GRTgaz et Teréga ?

6. L'HYDROGENE : UNE THEMATIQUE QUI PREND DE L'AMPLEUR DANS LE PDD, MAIS AVEC PEU DE LIEN CONCRET AVEC LA PLANIFICATION DU RESEAU DE TRANSPORT

6.1 La thématique hydrogène dans les plans décennaux

Une partie importante du PDD de GRTgaz (et dans une moindre mesure de Teréga) est consacrée à l'hydrogène.

GRTgaz, sur cette thématique, met en visibilité sur un modèle cible composé d'un réseau de grand transport d'hydrogène. GRTgaz considère que les infrastructures de transport d'hydrogène nécessiteront des investissements lourds ayant pour caractéristique des rendements croissants avec un coût marginal décroissant. Selon GRTgaz, il sera nécessaire de les dimensionner sur un besoin projeté à moyen terme et non sur un besoin immédiat et concret.

A court terme, les GRT présentent les demandes existantes, avec une injection partielle de la production en mélange dans les réseaux de gaz naturel.

A moyen terme, les GRT envisagent deux voies principales pour l'acheminement d'hydrogène (non exclusives) :

- la construction de canalisations dédiées au H2 ;
- la conversion de canalisations gaz naturel sous l'effet des baisses de consommation en gaz naturel.

Analyse préliminaire de la CRE

S'il est pertinent d'évoquer la question de l'hydrogène dans le PDD, cette question devrait être traitée au seul périmètre des activités régulées des GRT. Les GRT doivent ainsi, dans le cadre de cet exercice, se consacrer essentiellement aux questions des conséquences sur le réseau de transport de gaz naturel, en les éclairant sur les aspects techniques et financiers:

- de l'injection en mélange de l'hydrogène (acceptabilité et R&D) ;
- de la convertibilité d'actifs au profit du transport d'hydrogène pur.

En mars 2021, la Commission européenne a lancé une consultation publique qui couvre l'ensemble des aspects relatifs à l'organisation du marché du gaz naturel et la perspective de créer un marché de l'hydrogène. Sur ce sujet, la CRE considère qu'il faut permettre à l'offre et à la demande de se structurer, à travers quatre messages principaux :

- souscrivant à la vision progressive présentée dans la stratégie européenne, la CRE invite la Commission européenne à aborder la question de la régulation de manière dynamique, en adaptant progressivement le cadre en fonction des caractéristiques du secteur sans arrêter trop tôt les dispositions réglementaires portant sur des aspects encore incertains du développement de la filière ;
- la priorité est de permettre à différents modèles industriels d'émerger, le cas échéant de manière intégrée, afin de réunir les conditions nécessaires au financement et au développement de la filière ;
- les décisions d'investir dans des infrastructures doivent reposer sur des besoins avérés et clairement identifiés, afin de limiter les coûts échoués. La CRE est par ailleurs défavorable à des subventions croisées entre le gaz et l'hydrogène, ce qui serait contraire au principe de reflet des coûts dans les tarifs et qui pourraient favoriser des investissements possiblement inefficaces ;
- l'hydrogène n'a a priori pas vocation à être intégré aux plans relatifs au gaz naturel, mais à faire l'objet d'une planification spécifique, même si un certain nombre de gazoducs pourraient être reconvertis au transport d'hydrogène.

6.2 Les scénarios de production d'hydrogène

Les GRT font figurer dans leurs PDD des prévisions de développement de la filière hydrogène.

6.2.1 Hypothèses de production d'hydrogène

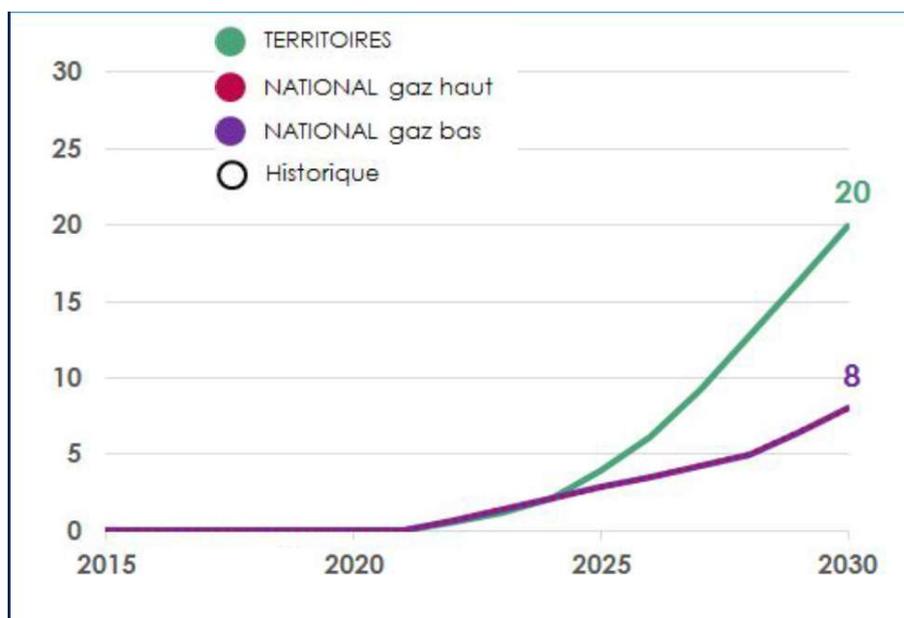
Le *Power to gas* consiste à transformer de l'électricité en gaz, pour permettre le stockage d'électricité. L'objectif de la filière est de favoriser l'insertion des énergies intermittentes, en facilitant l'équilibrage des réseaux électriques et en valorisant les surplus de production d'électricité d'origine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

En 2020, les ministères de la Transition écologique et de l'Economie, des Finances et de la Relance ont présenté la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène bas-carbone en France. Ce plan consacre près de 7 milliards d'euros d'investissements à la filière d'ici 2030, avec notamment un volet sur l'émergence d'une filière française de l'électrolyse.

Dans le bilan prévisionnel, les prévisions de production d'hydrogène renouvelable / bas-carbone varient entre 7 et 17 TWh à l'horizon 2029, et entre 8 et 20 TWh en 2030 :

- dans les scénarios **National gaz haut** (part importante de gaz renouvelable dans le secteur du bâtiment) et **National gaz bas** (électrification des usages et développement important des réseaux de chaleur urbains), les opérateurs estiment un niveau de 7 TWh d'hydrogène produit en 2029 (8,5 TWh en 2030) ;
- dans le scénario **Territoires** (concaténation des ambitions et dynamiques régionales sur la production de gaz renouvelable), les opérateurs estiment un niveau de 17 TWh en 2029 (20 TWh en 2030).

Evolution de la production d'hydrogène renouvelable / bas-carbone à l'horizon 2030



NB : les trajectoires National gaz haut et national gaz bas sont identiques

Source : bilan prévisionnel 2020

Les GRT indiquent dans le bilan prévisionnel que cette production d'hydrogène serait utilisée en priorité pour remplacer la production d'hydrogène actuellement issue de gaz naturel ainsi que pour décarboner les usages industriels et la mobilité lourde.

6.2.2 Injection d'hydrogène

La loi énergie climat de 2019 a modifié l'article L. 111-97 du code de l'énergie pour introduire un droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel garanti par les opérateurs aux producteurs et fournisseurs de gaz renouvelables et d'hydrogène bas carbone, sous réserve de préserver le bon fonctionnement et le niveau de sécurité des infrastructures.

Par ailleurs, l'Ordonnance n° 2021-167 du 17 février 2021 relative à l'hydrogène prévoit qu'en cas d'injection, les opérateurs « mettent en œuvre les dispositions nécessaires pour assurer le bon fonctionnement et l'équilibrage des réseaux, la continuité du service d'acheminement et de livraison du gaz naturel ainsi que la sécurité des personnes et des biens. » Cette ordonnance précise de plus que les autorités administratives peuvent demander à tout opérateur, lors de l'élaboration des prescriptions techniques, de faire procéder à ses frais une tierce expertise.

28 octobre 2021

Dans ce contexte, les GRT font face à des demandes de raccordement de producteurs (30 études d'opportunité ont été réalisées à fin 2020).

Un groupe de concertation a été mis en place en 2019, auquel la CRE participe, afin de définir et de cadrer les différents aspects techniques et contractuels de l'injection d'hydrogène dans les réseaux. Une cartographie à destination des producteurs est en cours de réalisation.

[Analyse préliminaire de la CRE](#)

La CRE s'interroge tout d'abord sur la manière dont l'hydrogène est présenté dans le PDD : ce dernier est en effet présenté additionné au méthane d'origine fossile et renouvelable, parfois sans même que la distinction entre les deux types de gaz ne soit précisée (par exemple, dans la décomposition de la demande par segment de consommateurs). Cette présentation entretient deux confusions : d'une part, elle fait l'hypothèse que le méthane et l'hydrogène sont des substituts quasi parfaits, alors que leur acceptabilité respective pour les infrastructures comme pour les usages aval diffèrent ; d'autre part, elle ne distingue pas l'hydrogène qui transite en mélange dans les réseaux, et celui qui est consommé directement ou transporté en pur. La CRE considère ainsi que les projections d'hydrogène devraient être séparées de celles concernant le méthane.

De plus, si elle ne se prononce pas sur les résultats présentés par les opérateurs, la CRE constate que ces derniers ne détaillent pas leur calcul méthodologique. Par exemple, concernant la correspondance entre le scénario **Territoires** et la Stratégie Nationale Hydrogène, les 6,5 GW de capacité d'électrolyse équivalent à un fonctionnement moyen en semi-base. Les GRT ne précisent aucune hypothèse concernant ce nombre d'heures : origine de l'électricité, justification d'un fonctionnement en semi-base, etc.

Enfin, la CRE rappelle que l'article L. 111-97 du code de l'énergie limite la possibilité d'injecter dans le respect des prescriptions techniques, ainsi que de la sécurité du réseau. En outre, bien que le taux de 6 % soit défini dans les prescriptions techniques des opérateurs, tous les sites du réseau ne supportent pas le même taux dans la réalité, en fonction des ouvrages et des installations raccordées en aval.

6.2.3 Power to gas et hydrogène

La PPE consacre les grands objectifs du plan climat de 2018, dont 10 à 100 démonstrateurs de *power-to-gas* en 2028 (1 à 10 démonstrateurs en 2023). La Stratégie Nationale Hydrogène, annoncée en septembre 2020 par le gouvernement, alloue 7 milliards d'euros à l'horizon 2030 à la filière, avec notamment un objectif d'installer une capacité de 6,5 GW d'électrolyseurs à ce même horizon.

Dans le bilan prévisionnel, les scénarios National gaz **bas** et **haut** prévoient la production de 5 TWh d'hydrogène en 2028 (8 TWh en 2030). Les GRT considèrent que cela correspond aux objectifs de la PPE et de la SNBC. Le scénario **Territoires** prévoit la production de 20 TWh d'hydrogène en 2030, correspondant, selon les GRT, aux objectifs de la Stratégie Nationale Hydrogène.

6.3 Les projets liés à l'hydrogène

GRTgaz et Teréga ont pris part au projet de Dorsale hydrogène européenne, en coopération avec d'autres GRT européens. La vision envisage un réseau de près de 40 000 km dont deux tiers d'infrastructures gazières existantes converties à horizon 2040, dont le coût est estimé entre 40 et 80 milliards d'euros.

GRTgaz a par ailleurs initié le projet MosaHYc (France/Allemagne/Luxembourg) avec un GRT allemand pour la conversion d'artères du réseau de gaz au transport d'hydrogène. Ce démonstrateur permettrait de faire émerger les dispositions techniques et réglementaires associées à la conversion.

[Analyse préliminaire de la CRE](#)

La CRE rappelle qu'à ce stade le développement d'un réseau de transport d'hydrogène ne fait pas partie du périmètre des activités régulées des opérateurs, et ne doit donc pas être financé via le tarif de transport.

Question 10 Quelle est votre appréciation concernant la place et l'analyse du développement de la filière hydrogène dans le PDD ?

7. QUESTIONS

- | | |
|-------------|---|
| Question 1 | Les modalités actuelles de consultation du marché par les GRT vous semblent-elles adaptées ? |
| Question 2 | Quelle est votre analyse concernant les hypothèses de construction des scénarios présentés par les opérateurs ? Quelles variables supplémentaires pourraient compléter les scénarios prévisionnels ? |
| Question 3 | Quelle est votre analyse concernant les prévisions de consommation présentées par les opérateurs dans le bilan prévisionnel pluriannuel et les plans à dix ans ? |
| Question 4 | Quelle est votre analyse des prévisions d'injection de biométhane présentées par les GRT dans leurs plans à dix ans ? |
| Question 5 | Avez-vous des observations sur le niveau des capacités d'entrée et de sortie du réseau français ? |
| Question 6 | Avez-vous des observations sur les projets présentés par les GRT dans leurs PDD ? |
| Question 7 | Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les enjeux de l'exercice de planification au nouveau contexte gazier ? |
| Question 8 | Partagez-vous l'analyse de la CRE en ce qui concerne les compléments à apporter aux futurs plans décennaux des opérateurs ? Identifiez-vous d'autres éléments importants qui devraient être approfondis dans le cadre de cet exercice ? |
| Question 9 | Avez-vous d'autres remarques en ce qui concerne les plans décennaux de développement de GRTgaz et Teréga ? |
| Question 10 | Quelle est votre appréciation concernant la place et l'analyse du développement de la filière hydrogène dans le PDD ? |