

POUR APPROFONDIR
Infrastructures

Description de la topographie des infrastructures par scénario

SOMMAIRE

1. Réseau de transport	2
1.1. Architecture du réseau dans les différents scénarios de consommation	2
1.2. Impact sur les consommateurs industriels	3
2. Réseau de distribution	5
3. Sites de stockage de gaz.....	7
4. Terminaux méthaniers	8
5. Infrastructures liées au développement du biométhane.....	8

1. Réseau de transport

1.1. Architecture du réseau dans les différents scénarios de consommation

L'étude de 2023, réalisée sur le réseau principal de transport, concluait que le réseau de transport resterait essentiel dans sa grande majorité et que seuls certains actifs du réseau de transport ne seraient plus essentiels à l'acheminement du gaz.

A horizon 2050, les analyses menées lors de la première étude concluait que la structure du réseau principal ne devrait pas évoluer fondamentalement, seules des canalisations doublées pouvant être libérées. Ainsi, entre 1 400 et 2 300 km de canalisation pouvaient être libérés dans la variante avec transit, soit entre 4 % et 6 % du réseau de transport.

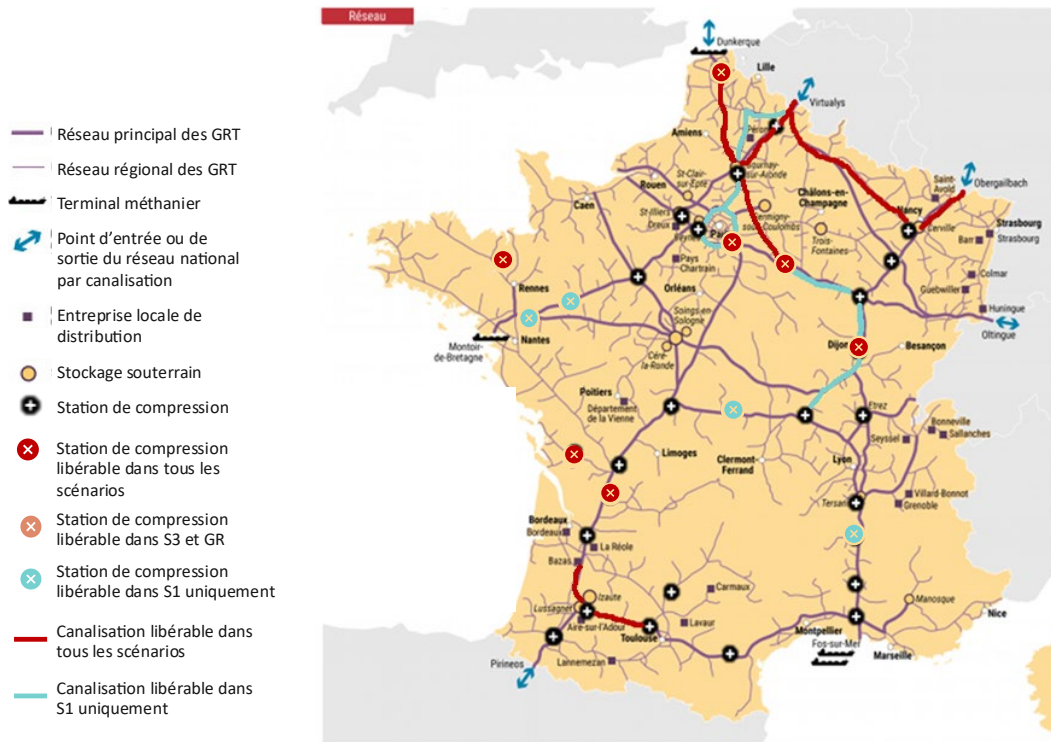


Figure 1 : Actifs potentiellement libérables en 2050 sur le réseau principal de NaTran et Teréga

Scénario	Longueur de canalisation libérable en 2050	Nombre de stations de compression libérables en 2050
S1	2 218 km (6 % de la longueur de 2025)	11 (34 % des stations de 2025)
S3	1 492 km (4 % de la longueur de 2025)	7 (22 % des stations de 2025)
GR	1 491 km (4 % de la longueur de 2025)	7 (22 % des stations de 2025)

Certaines des canalisations libérées seront converties à l'hydrogène lorsque les conditions techniques et économiques seront réunies, permettant de diminuer les coûts portés par le système gaz. En cas de non-conversion, il est fait l'hypothèse dans la suite de cette étude que ces canalisations seront conservées car elles gardent une valeur pour le système gaz (redondance limitant l'impact des travaux et des accidents, moindres coûts de compression).

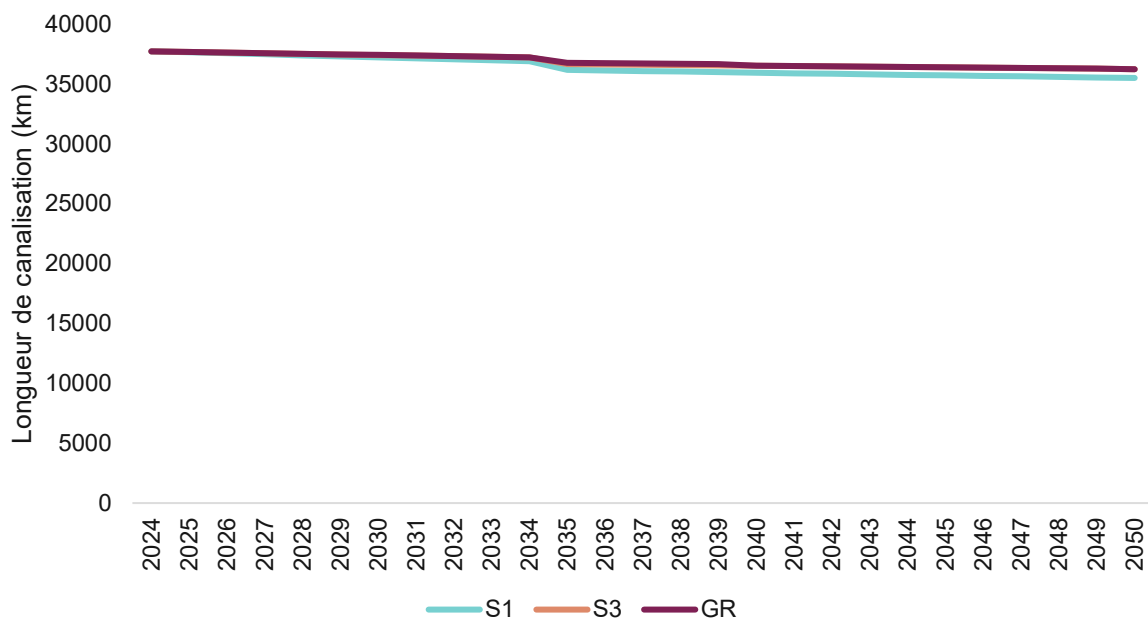


Figure 2 : Longueur du réseau de transport par scénario (km)

A l'inverse, les quantités de gaz transitant sur les réseaux étant moins importantes (entre -40 % et -70 % suivant les scénarios), le besoin de compression diminue, ce qui permet de libérer des stations de compression dans les trois scénarios.

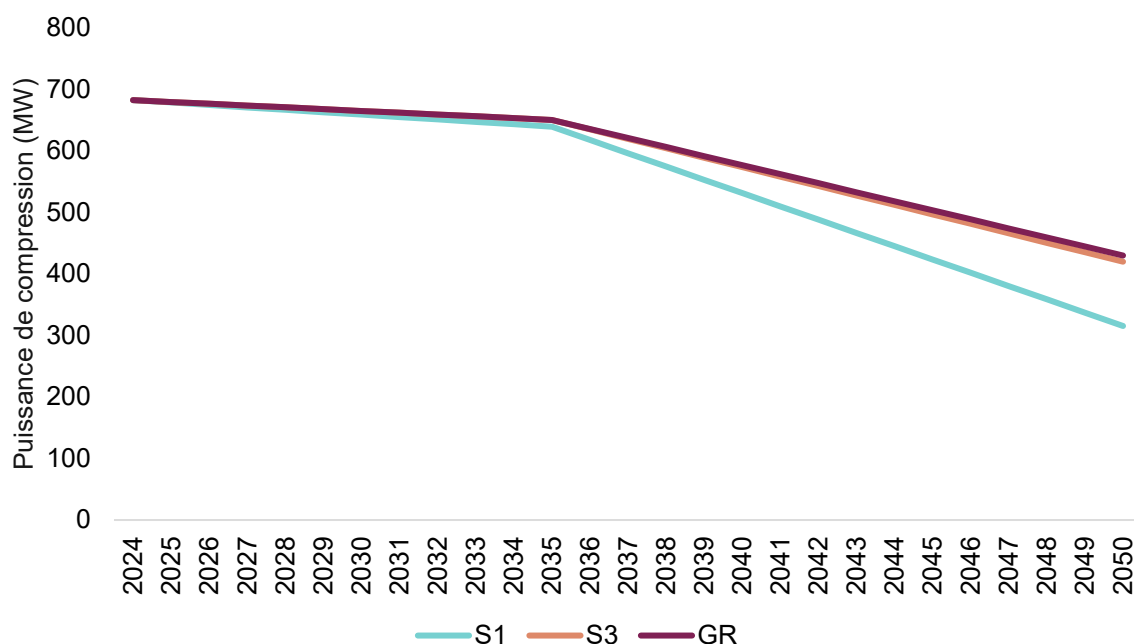


Figure 3 : Puissance de compression sur le réseau de transport par scénario, hors rebours (MW)

1.2. Impact sur les consommateurs industriels

Les usages du gaz sont différenciés suivant les typologies de consommateurs du réseau de transport. Les consommateurs industriels directement raccordés au réseau de transport ont des usages du gaz peu thermosensibles (excepté les centrales électriques) mais difficilement substituables. A l'inverse, la consommation sur le réseau de distribution est plus sensible aux vagues de froid.

Ainsi, les industriels raccordés sur le réseau de transport de gaz sont répartis sur les principales artères du réseau. Les industriels pour lesquels l'usage du gaz est peu substituable (engrais, verre...) sont

notamment localisés en Ile-de-France, dans le nord et l'est de la France et dans la vallée du Rhône. En cas de politique d'électrification massive de l'industrie, la typologie de la consommation sur le réseau de transport pourrait être modifiée.

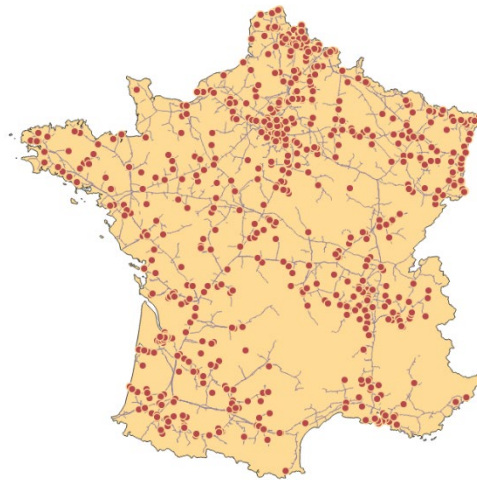


Figure 4: Industriels branchés au réseau de transport de gaz

Il apparaît également que les zones d'injection de biométhane sont relativement distinctes de ces zones industrielles. Les zones de production de biométhane sont en effet actuellement concentrées dans les régions agricoles.

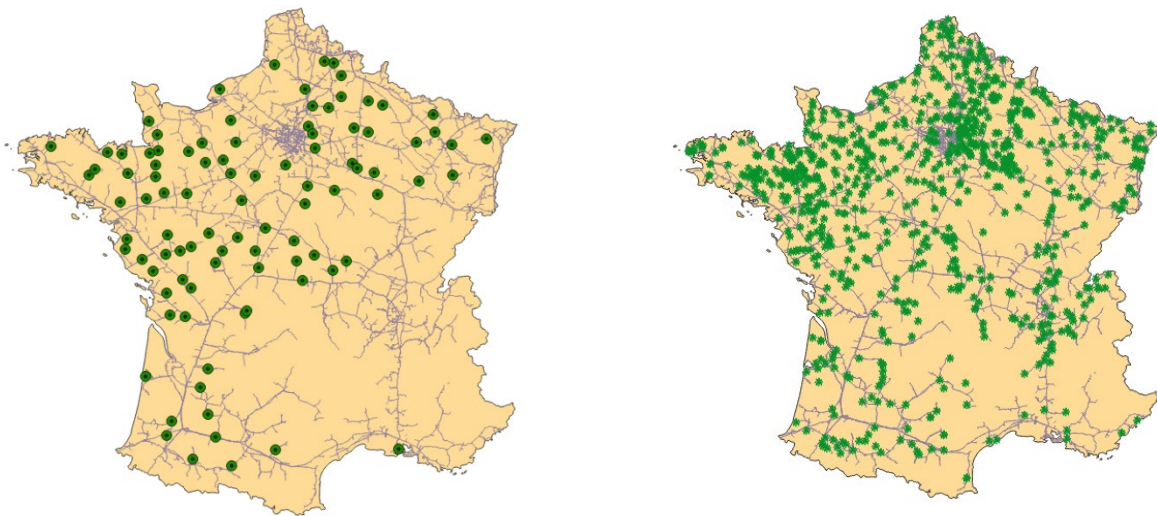


Figure 5 : Localisation des rebours en service, en réalisation et à l'étude (gauche) et des sites d'injection de biométhane en service (droite) en 2025

Le réseau de transport français a historiquement été développé et dimensionné afin de permettre l'approvisionnement de la France en gaz importé principalement depuis la Norvège, les Pays-Bas, la Russie ou l'Algérie. Ce gaz importé est d'abord injecté sur le réseau de transport principal, dont la pression est la plus élevée, avant d'être acheminé vers le réseau de transport régional puis les réseaux de distribution, où la pression est plus basse et où sont raccordés la plupart des consommateurs. Le développement d'unités de production de gaz vert sur le territoire français, raccordées aux réseaux de distribution ou au réseau régional de transport, suppose ainsi une inversion des flux. Le gaz produit sur le territoire français pourra avoir deux exutoires : une partie sera consommée localement, en transitant via les réseaux de distribution et le réseau régional, tandis que le reste de la production sera soit utilisée dans une zone de consommation plus lointaine, soit stockée pour une utilisation plus tardive, en

remontant des réseaux de distribution et du réseau régional vers le réseau principal grâce à des unités de compression décentralisées (appelées « rebours »).

Les schémas de flux seront ainsi amenés à évoluer, et seront fortement dépendants des déséquilibres entre la production et la consommation des différentes régions.

2. Réseau de distribution

Dans l'étude de 2023, la CRE a mis en évidence que le réseau de distribution situé sur le territoire de desserte de GRDF était relativement jeune et ne nécessitait pas de renouvellement significatif d'ici 2050. L'âge moyen des canalisations exploitées par GRDF est en effet de 31 ans, et 83 % du réseau a été construit ou renouvelé à partir des années 1980. En particulier, le remplacement des réseaux acier par du polyéthylène (PE) permet d'envisager une durée de vie d'exploitation plus longue des canalisations, d'au moins 50 ans.

Les principaux motifs de renouvellement du réseau résident dans la mise en conformité réglementaire des ouvrages de réseaux et des branchements, notamment la résorption des conduites en fonte ductile (3 000 km environ) et en cuivre (400 km environ) avant le 1^{er} janvier 2050, avec des paliers intermédiaires à 2030 et 2040, et le remplacement des branchements associés lorsqu'ils sont réalisés en fonte ductile ou en plomb, ou encore le rajeunissement des régulateurs à moins de 30 ans avant 2031 et à moins de 20 ans avant 2041.

Dans l'étude de 2023, l'estimation du linéaire avait été réalisée à la maille des trois zones locales analysées (Le Havre, Volonne, Fougères). Dans le cadre de la présente étude, GRDF a procédé à l'estimation du linéaire total du réseau par scénario à l'horizon 2050. Pour ce faire, GRDF s'est appuyé sur une étude interne consistant à évaluer statistiquement l'impact d'une baisse du nombre de clients sur le kilométrage de canalisations nécessaires à la maille nationale. La modélisation de GRDF se base sur la notion de connectivité et découpe le réseau dans son état actuel en tronçons de canalisation séparés par des nœuds (éléments d'infrastructures, comme des robinets, ou des connecteurs, comme des coudes ou des soudures). Par ailleurs, GRDF a approfondi l'analyse de la zone de Volonne pour corroborer la modélisation.

La calibration a aussi été ancrée sur les résultats des analyses locales menées dans la première étude de la CRE, notamment au Havre et à Volonne, compte tenu de leur caractère factuel, bien qu'elles soient géographiquement limitées.

Selon GRDF, compte tenu des contraintes qui sont les siennes aujourd'hui (obligation de desserte, service public), le réseau de distribution du gaz reste une infrastructure diffuse dans tous les scénarios. Hors hypothèse de retrait organisé et volontariste du gaz, GRDF considère plus vraisemblable que l'extinction des usages gaz conduise d'abord à un mitage du réseau, et donc à un abandon limité de linéaire de réseau d'acheminement.

GRDF considère que la baisse du nombre de clients ne franchit des seuils déclenchant des abandons significatifs de portions du réseau que dans le scénario S1, conformément aux conclusions de l'étude locale du Havre dans la première étude de la CRE. L'analyse du Havre concluait effectivement qu'une baisse drastique du nombre de clients (-70 %) et de la consommation (-89 %) ne donnait lieu qu'à un abandon de 34 % du réseau compte tenu du maintien nécessaire de certaines canalisations structurelles et de la répartition hétérogène des clients résiduels.

Scénario	Canalisations possiblement abandonnables en 2050
S1	56 288 km (27 % de la longueur de 2025)
S3	5 429 km (3 % de la longueur de 2025)
GR	0 km

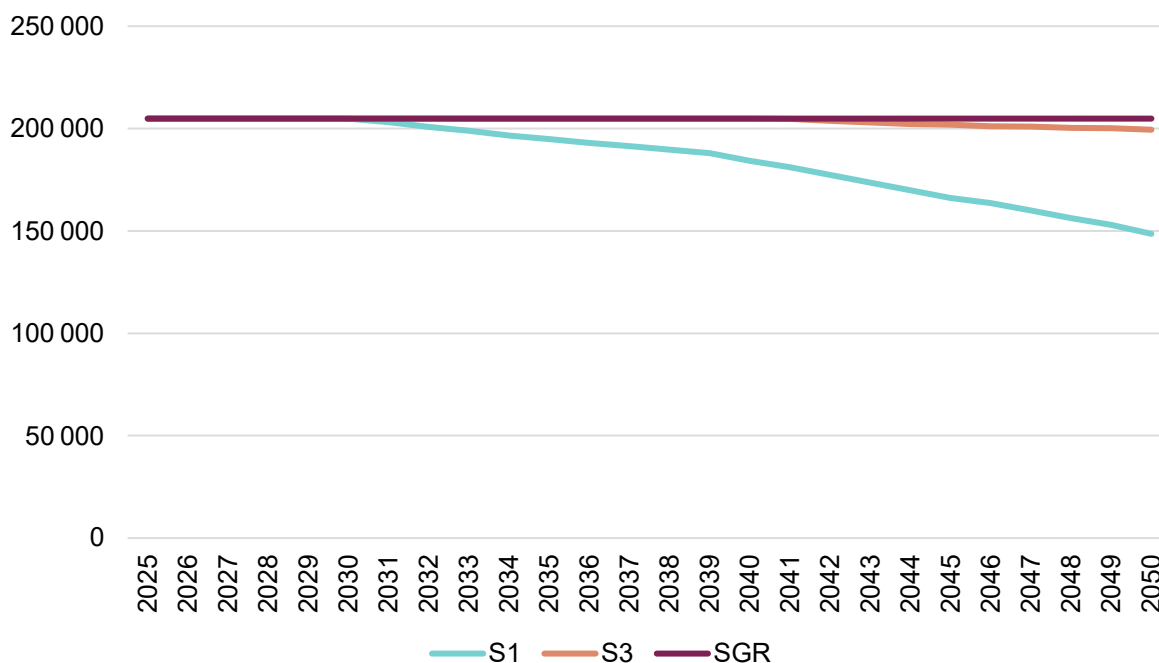


Figure 6 : Longueur du réseau de distribution par scénario (km)

Ainsi, dans les modélisations réalisées par GRDF, le linéaire de réseau hors biométhane baisse significativement seulement dans le scénario bas S1 (-27 %), mais reste stable dans le scénario médian S3 (-3 %) et dans le scénario haut des gestionnaires de réseau (-0 %).

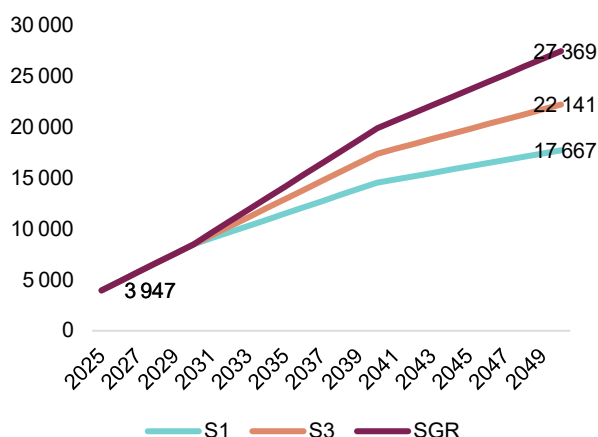
Par ailleurs, le principal motif de développement du réseau de distribution, dans tous les scénarios, réside dans le développement de la production de gaz renouvelable et bas-carbone. Le modèle utilisé par GRDF pour simuler les longueurs de raccordement des sites de production et la construction de maillages est identique à celui ayant sous-tendu l'étude de 2023 et repose sur une approche statistique territorialisée à la maille zonage. Pour rappel, ses caractéristiques sont principalement les suivantes :

- une longueur moyenne de raccordement par réseau de distribution en hausse entre 2030 et 2040 (jusqu'à 5 km), rendant compte de l'éloignement transitoire des nouveaux sites d'injection de biométhane, avant que la densité des projets sur le réseau et le développement de nouvelles filières (méthanation, pyrogazéification hydrothermale...) ne diminuent statistiquement la longueur moyenne des raccordements entre 2040 et 2050 (3,6 km en moyenne) ;
- des kilomètres de maillages inscrits dans les plans de zonage existants, et d'une hypothèse de maillages pour les zonages n'existant pas à ce jour, sur la base de deux méthodes statistiques différentes. GRDF considère par ailleurs que la réalisation de maillages est prioritaire par rapport à la construction de rebours, compte tenu du moindre coût unitaire de construction.

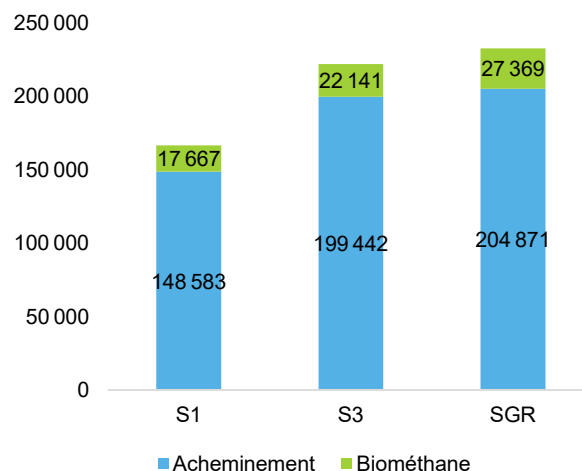
Les opérateurs ont actualisé certaines hypothèses de coûts unitaires d'investissement associées aux investissements biométhane depuis le premier volet de l'étude (cf. partie 5 de la présente note).

Scénario	Linéaire biométhane
S1	17 667 km (11 % du linéaire total en 2050)
S3	22 141 km (10 % du linéaire total en 2050)
GR	27 369 km (12 % du linéaire total en 2050)

Evolution du linéaire de réseau lié au biométhane de GRDF par scénario (en km)



Répartition du linéaire total de réseau de GRDF en 2050 par scénario (en km)



Dans tous les scénarios, le linéaire lié au biométhane représenterait en moyenne 11 % du linéaire total du réseau de distribution en 2050.

3. Sites de stockage de gaz

L'ensemble des sites de stockages nécessaires à la sécurité d'approvisionnement française et leur niveau de performance est fixé par la programmation pluriannuelle de l'énergie. La nouvelle PPE¹, publiée le 13 février 2026, prévoit que l'ensemble des sites en activité soit maintenu en exploitation *a minima* jusqu'en 2035.

Le premier rapport de la CRE sur l'avenir des infrastructures gazières concluait toutefois que l'ensemble du parc de stockage ne serait plus nécessaire pour les besoins méthane à horizon 2050 et cela dans l'ensemble des scénarios. La baisse du besoin de stockage s'accompagne d'une évolution de l'utilisation des stockages davantage orientée par le besoin de pointe que par la modulation saisonnière. Le maintien d'un volume utile suffisant apporte néanmoins certains bénéfices notamment pour compenser des aléas pluriannuels sur la production de gaz vert (par exemple une ou plusieurs années de sécheresse).

Ainsi, la CRE a demandé aux opérateurs de stockage de faire l'hypothèse de décroissance du volume utile des stockages en méthane de -42 % dans le scénario S1, -17 % dans le scénario S3 et -10 % dans le scénario GR, en cohérence avec les hypothèses de réduction de la pointe du premier volet.

Des hypothèses normatives d'adaptation ont été prises sur le périmètre des opérateurs de stockage :

- dans tous les scénarios, il a été supposé que des capacités salines étaient converties à l'hydrogène à horizon 2050 ;
- dans le scénario S3, il a été supposé une réduction de la capacité régulée de sites en salin et aquifère conduisant à une diminution de la Base d'Actifs Régulés, en plus de la conversion de capacités salines à l'hydrogène ;
- dans le scénario S1, il a été supposé une réduction supplémentaire de la capacité régulée de sites en salin et aquifère conduisant à la diminution de la Base d'Actifs Régulés en plus de la conversion de capacités salines à l'hydrogène.

¹ PPE 3

4. Terminaux méthaniers

Quatre terminaux sont actuellement en service en France : trois terminaux opérés par Elengy à Fos Cavaou et Fos Tonkin, dans la région de Fos-sur-Mer, ainsi qu'à Montoir de Bretagne, et un terminal à Dunkerque, opéré par Dunkerque LNG.

L'arrêt de l'activité méthane du terminal de Fos Tonkin est planifié pour 2028. Les terminaux restant en service à horizon 2050 sont donc les terminaux de Fos Cavaou, Montoir et Dunkerque. Les opérateurs ont ainsi supposé une diminution des volumes regazéifiés à horizon 2050 dans l'ensemble des scénarios, les terminaux méthaniers étant supposés servir pour les besoins de transit et de sécurité d'approvisionnement en 2050, du fait de l'hypothèse de la SNBC d'équilibre entre production et consommation française en 2050.

5. Infrastructures liées au développement du biométhane

La première étude avait également étudié l'impact de l'intégration des gaz verts sur le réseau de transport. Les infrastructures nécessaires sur les réseaux de transport et de distribution pour développer la production de biométhane systématique pour toutes les installations correspondent aux infrastructures permettant de relier les unités de production aux différents réseaux :

- les **raccordements** des sites de production aux réseaux de transport et de distribution. La majorité des sites de production de biométhane par méthanisation (environ 70 %) sont reliés au réseau de distribution et le reste est relié au réseau de transport. Ces raccordements peuvent parfois être optimisés grâce à une extension mutualisée. Cette extension correspond à une canalisation de raccordement ayant vocation à être utilisée par plusieurs producteurs ;

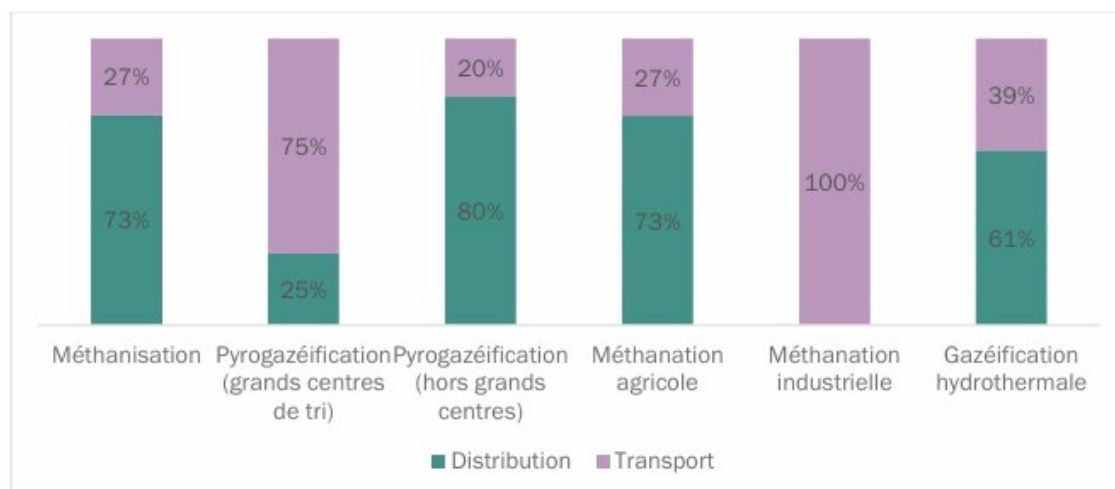


Figure 7 : Répartition des installations par type de réseaux en fonction de la filière de production

- les **postes d'injection**, à l'interface entre l'ouvrage de raccordement et le réseau de transport ou de distribution, permettant aux sites d'injecter leur production sur le réseau.

La production décentralisée de biométhane nécessite la construction d'ouvrages de renforcement du réseau, notamment dans les zones où la production de biométhane excéderait la consommation locale. Les gestionnaires de réseau ajoutent ainsi les ouvrages suivants :

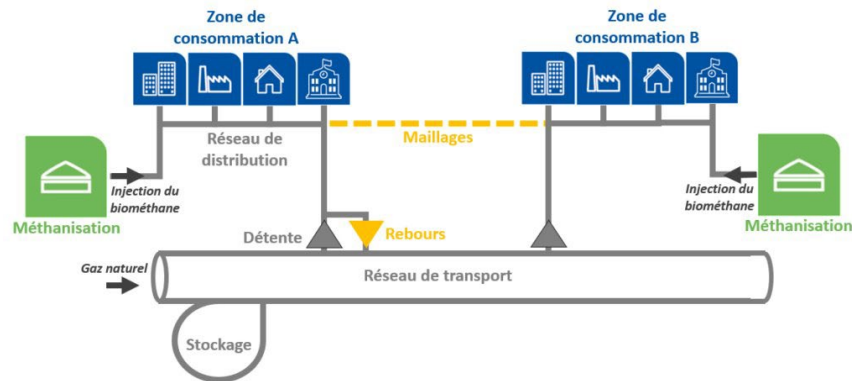


Figure 8 : ouvrages de renforcement du réseau pour accueillir la production de biométhane

- Les **maillages** entre canalisations du réseau de distribution, pour créer un exutoire au gaz dans les zones où la consommation constatée ne permet pas d’absorber la production excédentaire. Ces maillages permettent, en reliant deux zones de consommation, d’éviter ou de repousser la construction de rebours jusqu’à un certain niveau de saturation des zones. Les gestionnaires de réseaux estiment qu’un maillage est techniquement pertinent jusqu’à 20 km de longueur maximum.
- Les **rebours**, lorsque la consommation locale ne suffit pas à absorber la production de gaz vert, notamment l’été où les besoins du secteur résidentiel sont très réduits, les producteurs peuvent être contraints d’écarter leur production. Ces ouvrages permettent de trouver un exutoire additionnel au gaz produit et éviter de l’écarter, en l’acheminant à l’inverse du flux principal, du réseau de distribution au réseau de transport (D/T) ou du réseau de transport régional vers le réseau principal (T/T). Des compresseurs supplémentaires peuvent être ajoutés également aux rebours déjà en service afin d’augmenter leur capacité.

Dimensionnement des rebours

Le déclenchement d'un rebours est provoqué lorsque le volume total de biométhane injecté par les différents projets excède la capacité d'accueil de la maille, fixée à 3 %. Ainsi, dans l'exemple ci-dessous, la production de biométhane causée par l'ajout du projet 3 dépasse le seuil de 3 % et nécessite ainsi la mise en place d'un rebours.

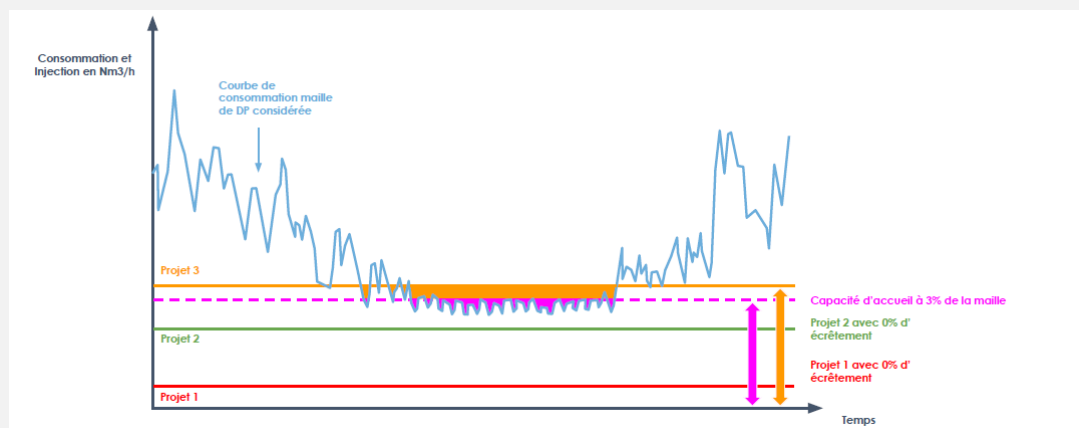


Figure 9: Exemple du profil de consommation et de production d'un zonage théorique

Il existe 2 types de rebours :

- Les rebours distribution-transport, permettant de remonter du gaz du réseau de distribution vers le réseau de transport.
- Les rebours transport-transport, permettant de remonter du gaz du réseau de transport régional vers le réseau principal lorsque la pression l'exige.

Actuellement, 34 rebours sont déjà en service sur le réseau de NaTran et 49 supplémentaires sont prévus d'entrer en service d'ici 2028 (dont 3 sur le réseau de Teréga).

- Les **compressions mutualisées**, qui permettent à plusieurs producteurs de biométhane d'utiliser une même infrastructure de compression pour injecter leur gaz dans le réseau.

Afin de projeter ces infrastructures suivant les différents scénarios, les gestionnaires d'infrastructure ont utilisé des modèles qu'ils ont développés en interne.

NaTran utilise un modèle d'optimisation technico-économique qui permet de projeter de manière statistique un nombre de producteurs de biométhane en fonction du potentiel de production de biométhane de chaque canton, issu de l'étude Solagro². Ces sites de production³ sont ensuite placés par canton de manière aléatoire, et raccordés au réseau afin d'optimiser les coûts associés. Les besoins de rebours sont ensuite estimés lorsque la production locale dépasse le seuil d'écrêtement de 3 %.

Teréga utilise un outil de modélisation de scénarios prospectifs d'offre et de demande de gaz à horizon 2050 qui permet de ramener les projections nationales à la maille de Teréga, correspondant à 15 % de la production totale française. Le nombre de rebours est ensuite déduit à partir de l'estimation des capacités d'accueil de gaz vert sur le réseau au creux estival de consommation.

GRDF a retenu le même modèle de projection des infrastructures de biométhane que dans la première étude. A titre d'exemple, pour les longueurs de raccordement, GRDF s'appuie sur une approche statistique qui tient compte de l'écartement moyen des sites, décroissant au cours du temps et de la montée en puissance des gaz verts par filière.

² Solagro, *Afterres 2050*

³ Sites de méthanisation. Par manque de données sur les filières de gazéification hydrothermale et de méthanation, ces infrastructures ne sont pas traitées dans le modèle de NaTran et les investissements de ces filières sont estimés par règle de trois en fonction des volumes cibles.

Les gestionnaires de réseau de transport et de distribution ont utilisé des méthodologies et modèles distincts sous la contrainte d'une neutralité carbone et d'une autonomie énergétique en 2050.

Les gestionnaires de réseau ont mis à jour certaines hypothèses par rapport à la première étude, afin de prendre en compte les données des projets recensés au registre et les tendances observées et attendues dans la filière. En particulier, concernant la méthanisation, les opérateurs considèrent que le développement des certificats de production de biogaz (CPB) va encourager le développement de sites avec des capacités de production supérieures.

Taille moyenne des projets	Hypothèses de la première étude		Hypothèses de la deuxième étude	
	Transport	Distribution	Transport	Distribution
Méthanisation agricole	20 GWh/an	20 GWh/an	Entre 40 GWh/an et 70 GWh/an	40 GWh/an
Pyrogazéification	80 GWh/an	80 GWh/an	Entre 55 GWh/an et 115 GWh/an	55 GWh/an
Gazéification hydrothermale	25 GWh/an	25 GWh/an	90 GWh/an	25 GWh/an
Méthanation	4 à 6 GWh/an (agricole)	4 à 6 GWh/an (agricole)	90 GWh/an (industrielle)	4 à 6 GWh/an (agricole)

Ainsi, les gestionnaires de réseau de transport estiment les besoins en infrastructures pour l'accueil des gaz verts en 2050 comme suit :

Infrastructure nécessaire	S1	S3	GR
Km de raccordement supplémentaires	12689	17344	22623
Nombre de postes d'injection	3045	3987	5866
Km de maillages	5480	5480	5480
Nombre de rebours distribution/transport	220	289	320
Nombre de rebours transport/transport	66	49	57
Nombre d'extension des rebours	217	275	309
Nombre de compressions mutualisées	20	30	29