



PANORAMA DU **GAZ RENOUVELABLE** EN 2018



Préambule

En 2018, les travaux concernant la révision de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) se sont poursuivis via un débat public, qui s'est clôturé le 30 juin et qui a notamment permis de mettre en exergue les atouts de la méthanisation aussi bien au sein du mix énergétique français que pour le monde agricole. En parallèle, la forte dynamique de développement de la filière se confirme, avec l'équivalent de près de 14 TWh¹ inscrits dans le registre de gestion des capacités.

Les acteurs de la filière méthanisation, première filière de production de gaz renouvelable à ce jour, travaillent conjointement pour le développement de la production de biométhane et la décarbonation progressive du réseau de gaz. Ils sont donc pleinement mobilisés pour atteindre l'objectif actuel de la PPE de 8 TWh pour 2023 et renforcer la compétitivité de cette filière. Cependant, pour y arriver, il sera nécessaire de lui laisser le temps de déployer des volumes suffisants et d'enclencher efficacement une baisse des coûts, dans un calendrier réaliste, et à condition que la dynamique de développement des projets observée aujourd'hui sur le terrain puisse se poursuivre.

Des signes encourageants en faveur du développement de la filière des gaz renouvelables se dessinent : la création du Groupe de travail national Méthanisation, lancé en février 2018 par le Secrétaire d'État Sébastien LECORNU, et poursuivi en 2019 par Emmanuelle WARGON, et qui a permis d'identifier 16 axes prioritaires de travail ; la création du Comité Stratégique de Filière « Nouveaux Systèmes Énergétiques » fin 2018 incluant un contrat de filière entre la filière méthanisation et l'État ; et la préparation de la Loi d'Orientation des Mobilités qui inclut des dispositions sur le BioGNV. Ces initiatives démontrent que l'ensemble de la filière se met pleinement au service de la transition énergétique et permettra de répondre à l'urgence climatique.

Afin de rendre compte de l'essor de la filière, GRDF, GRTgaz, le SPEGNN, le SER et TERECA poursuivent leur coopération et publient pour la quatrième fois consécutive un état des lieux détaillé de l'injection de biométhane à l'échelle régionale, nationale et européenne.

→ LA 4^{ème} ÉDITION CONSACRÉE À L'INJECTION DU GAZ RENOUVELABLE DANS LE RÉSEAU DE GAZ NATUREL FRANÇAIS

La 4^{ème} édition du « Panorama du gaz renouvelable » est une actualisation des données des opérateurs de réseaux enregistrées en France² au 31 décembre 2018. Cette publication annuelle présente des indicateurs de la filière sous forme d'infographies. Toutes les informations sont mises en regard des ambitions françaises de production de gaz renouvelable pour les années à venir.

Ce panorama comprend les actualités de la filière, les aspects économiques et réglementaires, un volet européen et la présentation des projets d'injection de biométhane.

→ L'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLE DÉPASSE LE TWh DE CAPACITÉ MAXIMALE INSTALLÉE EN 2018

En 2018, le parc a dépassé le seuil symbolique de 1 TWh de capacité maximale annuelle d'injection pour atteindre 1,2 TWh fin 2018, contre 682 GWh fin 2017. L'écart entre quantités injectées et capacités maximales installées provient quasi exclusivement du fait qu'un certain nombre d'installations ont été mises en service dans le deuxième semestre 2018.

Mais le marqueur clé démontrant le fort potentiel de développement de la filière se trouve dans les nouvelles réservations de capacité en 2018, avec 300 projets supplémentaires inscrits dans le registre de gestion des capacités, représentant à eux seuls 6 TWh. Ainsi, en cumulé, à fin décembre 2018, l'équivalent de 14 TWh de projets a été réservé dans le registre de gestion des capacités d'injection, soit près de deux fois l'objectif PPE de biométhane injecté en 2023.

La dynamique actuelle résulte de l'investissement et de la collaboration de l'ensemble des acteurs de la filière, notamment au sein du groupe de travail « injection biométhane » piloté par l'ADEME et GRDF et de ses divers sous-GT (mécanismes de soutien, financement, adaptation des réseaux, etc.). Les professionnels du gaz renouvelable poursuivent leurs efforts pour générer un nombre croissant de projets, favoriser leur accomplissement et développer de nouvelles filières innovantes de production de gaz renouvelables (pyrogazéification, *power-to-gas*, gazéification hydrothermale, etc.).

1. 1 TWh = 1 000 GWh = 1 000 000 MWh = 1 000 000 000 kWh = équivalent à la consommation moyenne de 80 000 foyers.

2. À ce jour, aucun projet d'injection de biométhane n'existe dans les DOM-COM ni en Corse. (Source : opérateurs de réseaux)

L'année 2018 a été marquée par l'annonce de deux mesures favorables au développement de la filière :

- le soutien au biométhane porté, dont les textes qui l'encadrent sont en attente de publication ;
- l'instauration du principe du droit à l'injection, dont le décret d'application est en attente de publication.

Il sera important de consolider les évolutions de 2018 et d'entériner les évolutions réglementaires en attente pour donner de la visibilité aux acteurs de la filière comme les porteurs de projet, les investisseurs et les banques.

Les acteurs de la filière attendent des pouvoirs publics qu'ils assurent la mise en place des mesures du GT Méthanisation et lèvent tout frein à son développement accru.

→ UN RÉSEAU DE GAZ AU SERVICE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Pour répondre aux objectifs fixés par l'État, les opérateurs de réseaux de distribution et de transport développent des solutions afin de maximiser les volumes injectés tout en garantissant la sécurité et la sûreté du réseau gazier français. Les réseaux sont ainsi prêts à accueillir le biométhane produit par méthanisation, comme les nouvelles générations de gaz renouvelables produites par les technologies de pyrogazéification et de *power-to-gas*.

C'est ainsi que les opérateurs de réseaux ont travaillé sur les solutions techniques de rebours pour anticiper le cadre technique et pour une mise en place opérationnelle rapide. De la même manière, ils ont contribué à des projets de démonstration comme GRHYD qui injecte de l'hydrogène dans le réseau de distribution depuis le début de l'année 2018.

→ LES GAZ RENOUVELABLES SONT ANCRÉS AU CŒUR DES TERRITOIRES

Si les gaz renouvelables présentent l'avantage de pouvoir répondre à trois débouchés énergétiques (électricité, chaleur et carburant), la filière possède encore d'autres atouts. Elle s'inscrit notamment dans l'économie circulaire, agricole et locale, avec de nombreuses externalités positives : valorisation locale des déchets, contribution à la résilience du tissu agricole et agroalimentaire, décarbonation des secteurs énergétique et agricole, retour au sol du digestat comme matière fertilisante naturelle, création d'emplois locaux, source d'innovation (pyrogazéification, *power-to-gas*, gaz porté, méthanisation des algues, etc.). Le gaz renouvelable participe à l'indépendance énergétique avec la production durable d'une énergie renouvelable stockable dans les réseaux et produite à proximité des zones de consommation. Un des leviers de diminution des coûts de production réside d'ailleurs dans la rémunération de chacun des services rendus à sa juste valeur.

La montée en compétences de l'ensemble des acteurs sur la chaîne de valeur, la structuration et la professionnalisation progressive de la filière ont permis d'atteindre 2250 équivalents temps plein (ETP) directs³ (pour 5 000 ETP indirects estimés) et un chiffre d'affaires de 600 millions d'euros en 2015. La filière biométhane permet de créer en moyenne 3 à 4 emplois locaux non délocalisables par installation, uniquement sur l'exploitation.

3. Les données se limitent aux emplois directs associés à la valorisation énergétique du biogaz : méthanisation des déchets ménagers et des boues, méthanisation agricole et territoriale, et biogaz des Installations de Stockage des Déchets Non Dangereux (ISDND). Ceux liés à la collecte des biodéchets (en amont de la chaîne de production d'énergie) et à la gestion du digestat sont considérés comme des emplois indirects et, par conséquent, ne sont pas inclus, tout comme les autres emplois indirects (fournisseurs des fabricants). (Source : ADEME)

LE MESSAGE DES OPÉRATEURS DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION ET DE TRANSPORT

« Les gaz renouvelables possèdent de nombreux atouts qui permettent de contribuer efficacement au passage vers un système énergétique décarboné, tant au niveau des usages (exemples : bâtiment, transports grâce au BioGNV) que des modes de production d'énergie (méthanisation, pyrogazéification et *power-to-gas*). En 2018, les opérateurs gaziers étaient présents auprès des acteurs de la filière dans le cadre des débats PPE ou encore pour le lancement du Comité Stratégique de Filière « Nouveaux Systèmes Énergétiques ». D'un point de vue opérationnel, ils ont dû adapter leurs pratiques pour répondre au nombre sans cesse croissant de demandes d'études de raccordement et ont mis en place des solutions techniques, déjà accessibles, pour renforcer le réseau de gaz.

L'adaptabilité du réseau gazier face à un mode de production décentralisé est ainsi au centre des réflexions des opérateurs d'infrastructures. 2018 a été marquée par des avancées concrètes pour la filière biométhane, résultant d'un travail collaboratif efficace rassemblant toutes les parties prenantes associées (collectivités territoriales, ministères, CRE : Commission de Régulation de l'Énergie, associations et acteurs industriels et privés de la filière).

Le droit à l'injection de biométhane est ainsi une des avancées les plus significatives de l'année, résultat d'une réflexion de l'ensemble des acteurs et des groupes de travail (Groupe de travail Méthanisation initié par Sébastien LECORNU et Groupe de travail injection). Entériné par la Loi EGAlim, promulguée le 1^{er} novembre 2018, l'objectif de ce droit est de faciliter les raccordements de biométhane aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et de permettre de renforcer le réseau de gaz à un coût maîtrisé, au service du verdissement du gaz.

Grâce à la mise en place du droit à l'injection, les potentiels projets de biométhane qui se situent dans des zones dynamiques du point de vue du développement de la filière, mais où la topologie du réseau de gaz limite l'injection de biométhane, pourront désormais injecter la totalité de leur production, sous réserve d'acceptabilité économique des travaux nécessaires. Les opérateurs de réseaux travaillent sur la mise en place du cadre technique : les conditions nécessaires pour un rebours, la prise en compte dans le processus actuel, les prescriptions techniques et dimensionnement des installations. Ces renforcements de réseaux seront élaborés conjointement entre tous les opérateurs de réseaux de gaz, pour assurer des renforcements optimums à un coût maîtrisé pour les porteurs de projet et la collectivité. L'implication des opérateurs de réseaux doit permettre une mise en application la plus rapide possible, dans le courant de l'année 2019.

Le système gazier actuel offre donc aux gaz renouvelables une solution flexible et fiable pour produire, stocker et livrer cette énergie décarbonée à grande échelle tout en assurant la sécurité d'approvisionnement.

La filière s'inquiète du projet de PPE, publiée le 25 janvier 2019, qui revient sur l'objectif de 10% de la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte de 2015 et qui impose des contraintes qui pourraient mettre un coup d'arrêt à la production de gaz renouvelable destinée à l'injection dans les réseaux gaziers. »

Sommaire

1. Le biométhane : un gaz renouvelable essentiel	7
1.1. De la production de biogaz à l'injection de biométhane : une solution d'avenir pour réduire les émissions de gaz à effet de serre	7
1.2. Typologie des sites d'injection de biométhane et des classes d'intrants utilisées pour leur approvisionnement	9
2. Chiffres clés, développement et enjeux de l'injection de biométhane	12
2.1. Chiffres clés 2018	12
2.2. Cadre de développement	13
2.2.1. Cadre réglementaire	13
2.2.2. Mesures complémentaires	16
2.3. Exemples emblématiques d'usages de gaz renouvelables	17
2.4. Cartographie de l'injection de biométhane en Europe	19
3. Parc des installations d'injection de biométhane en France	20
3.1. Caractéristiques du parc raccordé	20
3.2. Répartition régionale du parc	21
3.3. Production des installations	22
4. Les perspectives de croissance de la filière	23
4.1. Une dynamique confirmée en 2018	23
4.2. Évolution de l'architecture du réseau	24
4.3. Externalités positives de la méthanisation	25
4.4. Nouvelles voies de production de gaz renouvelables	26
4.5. La baisse des coûts de la filière biométhane française a portée de main	30



1. Le biométhane : un gaz renouvelable essentiel

1.1. De la production de biogaz à l'injection de biométhane : une solution d'avenir pour réduire les émissions de gaz à effet de serre

La production contrôlée de biogaz porte le nom de méthanisation. Il s'agit d'un procédé de dégradation par des micro-organismes de la matière organique animale et/ou végétale. Il produit un mélange gazeux saturé en eau et constitué de 50 à 65 % de méthane. La matière organique peut provenir de divers secteurs : agricole, industriel, déchets de restauration, déchets de collectivités, gaz issu des installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND)⁴, etc. Une fois collectées et transportées sur le site de méthanisation, les matières organiques sont triées, brassées et chauffées pendant quelques semaines dans un digesteur (enceinte privée d'oxygène). Ce processus de digestion anaérobie de matières organiques produit du biogaz pouvant être valorisé par combustion sous forme de chaleur et/ou d'électricité. Ce biogaz peut également être purifié de manière à atteindre la qualité du gaz naturel. On l'appelle alors « biométhane » ou « biométhane carburant » / « BioGNV » lorsqu'il est destiné à alimenter des véhicules. Quel que soit le procédé de production utilisé, cette étape d'épuration est indispensable pour débarrasser le biogaz de ses impuretés et des composants indésirables comme le dioxyde de carbone, les composés soufrés et l'eau. Une fois épuré et odorisé, le biométhane peut être injecté dans les réseaux de gaz naturel.

La méthanisation a pour spécificité d'être une filière de production de combustible ou de carburant, mais aussi une filière alternative de traitement des déchets organiques. En collectant ces déchets pour produire du biométhane, on limite leur impact environnemental en évitant les émissions de gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère, et en valorisant leur potentiel énergétique. La production de biogaz génère également un coproduit appelé digestat. Matière fertilisante organique naturelle, elle peut être épandue sur les terres agricoles et se substitue ainsi aux engrais minéraux d'origine fossile.

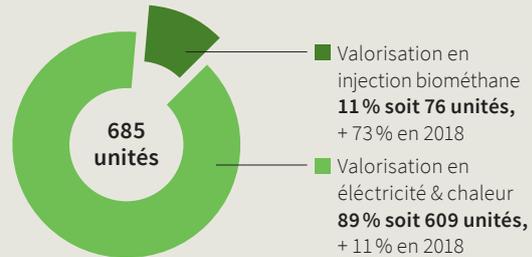
Compte-tenu de tous ces atouts, la production de biogaz fait partie de la stratégie de développement des énergies renouvelables en France depuis 2011. La Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) renforce les ambitions attribuées à la filière d'injection de biométhane.

4. Gaz produit dans les décharges, principalement issu de la dégradation anaérobie de la matière organique biodégradable.

Unités biogaz par valorisation en France (2018)

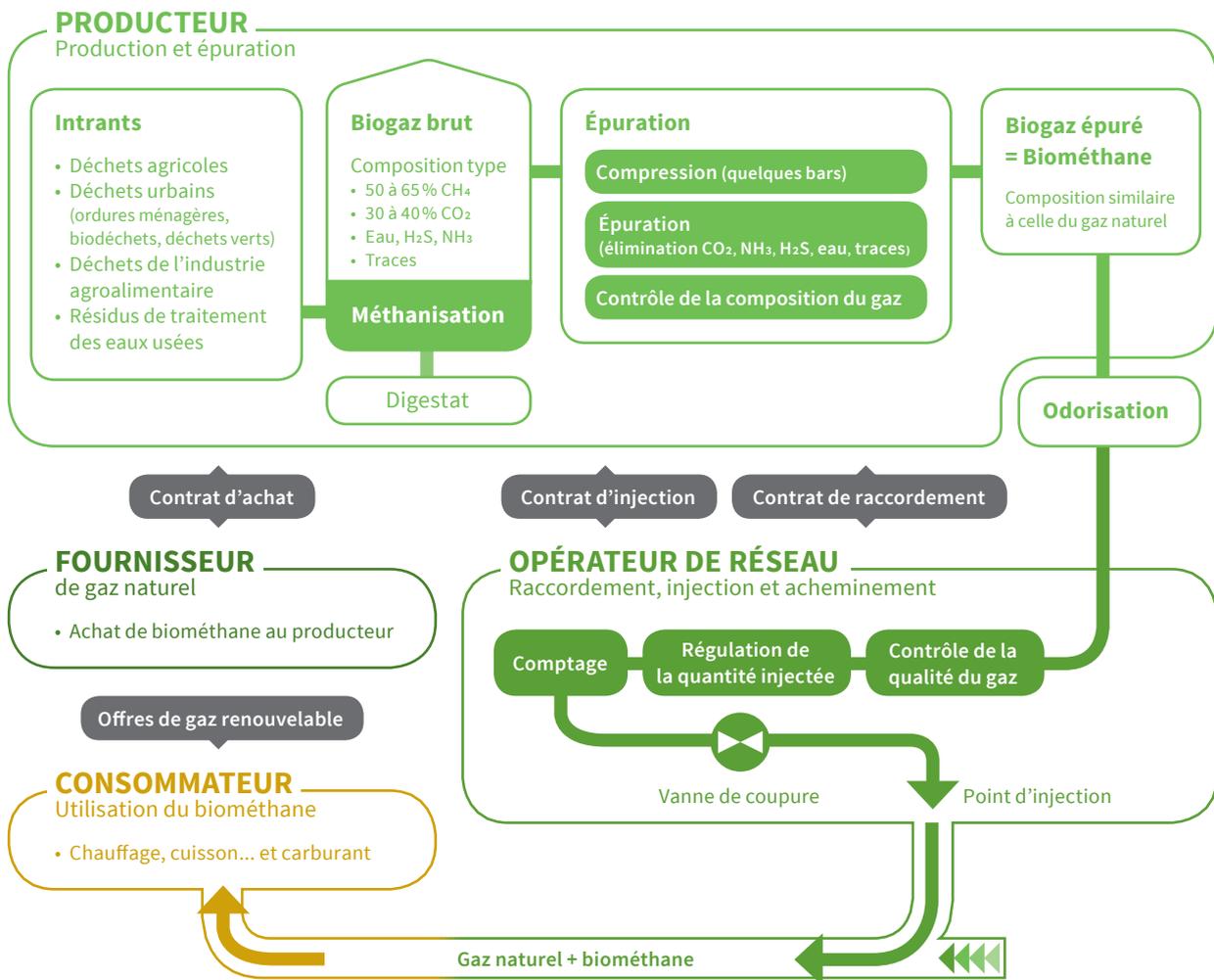
Source : gestionnaires de réseaux, décembre 2018

Fin 2018, la France compte plus de 685 unités de production de biogaz dont 76 le valorisent sous forme de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel. La forte croissance observée en 2017 s'est encore amplifiée en 2018 : + 76 % de volumes injectés et + 77 % de réservation de capacités d'injection par rapport à l'année précédente.



De la méthanisation à l'injection : répartition des rôles

Source : GRDF



► QU'EST-CE QU'UN NORMO MÈTRE CUBE ? Nm³ OU m³(N)

Source : gestionnaires de réseaux

Le Normo mètre cube est une unité de mesure de quantité de gaz. Elle correspond au contenu d'un volume d'un mètre cube, pour un gaz se trouvant dans les conditions normales de température et de pression.

Le pouvoir calorifique du biométhane correspond à la quantité d'énergie contenue dans un Nm³ de ce gaz.

Il existe un écart de Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS) en kWh/Nm³ entre les zones géographiques à haut pouvoir calorifique dites « zones H » et des zones géographiques à bas pouvoir calorifique « zones B » (dans le nord de la France alimenté par le gaz de Groningue) de l'ordre de 10 %.

Ainsi, le PCS moyen du biométhane obtenu en zone H est de 10,9 kWh/Nm³ et le PCS moyen obtenu en zone B est de 9,8 kWh/Nm³

1.2. Typologie des sites d'injection de biométhane et des classes d'intrants utilisées pour leur approvisionnement

→ TYPOLOGIE DES SITES D'INJECTION DE BIOMÉTHANE



▶ AGRICOLE AUTONOME

- porté par un ou plusieurs exploitants agricoles ou par une structure détenue majoritairement par un ou plusieurs exploitants agricoles
- méthanisant plus de 90 % des matières agricoles issues de la ou des exploitations agricoles



▶ AGRICOLE TERRITORIAL

- porté par un agriculteur, un collectif d'agriculteurs ou par une structure détenue majoritairement par un ou plusieurs exploitants agricoles
- méthanisant plus de 50 % (en masse) de matières issues de la ou des exploitations agricoles
- intégrant des déchets du territoire (industrie, STEP, autre)



▶ INDUSTRIEL TERRITORIAL

- porté par un développeur de projet ou par un ou plusieurs industriels
- intégrant des déchets du territoire (industrie, STEP, autre)
- méthanisant des matières issues ou non d'exploitations agricoles



▶ DÉCHETS MÉNAGERS ET BIODÉCHETS

- porté par une collectivité, une agglomération, un syndicat de traitement des déchets, un ou plusieurs industriels
- méthanisant la fraction organique des ordures ménagères, triée en usine ou collectée sélectivement, traitant les biodéchets



▶ BOUES DE STATIONS D'ÉPURATION (STEP)

- urbaines et industrielles



▶ INSTALLATION DE STOCKAGE DES DÉCHETS NON DANGEREUX (ISDND)

→ PRÉSENTATION DES DIFFÉRENTES CLASSES D'INTRANTS UTILISÉES POUR LA PRODUCTION DE BIOMÉTHANE

L'un des intérêts de la méthanisation est de permettre un retour au sol du digestat.

► EFFLUENTS D'ÉLEVAGE (LISIERS, FUMIERS)

Les lisiers (composés des déjections liquides et solides des animaux) et les fumiers (mélange du lisier avec la litière des animaux : paille, foin...) représentent la majeure partie des effluents. Les effluents d'élevages sont issus des activités d'élevages, notamment bovins et porcins, et sont localisés au niveau des bâtiments d'élevage.



► DÉCHETS DE CULTURES

Déchets du milieu agricole provenant des cultures (exemple : canne de maïs).



► CULTURES INTERMÉDIAIRES À VOCATION ÉNERGÉTIQUE (CIVE) / CULTURES INTERMÉDIAIRES PIÈGES À NITRATES (CIPAN)

Une Culture Intermédiaire à Vocation Énergétique (CIVE) est une culture implantée et récoltée entre deux cultures principales dans une rotation culturale. Les CIVE peuvent être récoltées pour être utilisées en tant qu'intrant dans une unité de méthanisation agricole.



Une culture intermédiaire piège à nitrates (CIPAN) est une culture temporaire de plantes à croissance rapide destinées à protéger les parcelles entre deux cultures principales. Ces couverts sont obligatoires dans certaines régions ou zones à cause de la pollution des nitrates. En les utilisant pour leur croissance, les plantes du couvert piègent les nitrates restant à l'issue de la culture principale précédente.

► CULTURES ÉNERGÉTIQUES

Ce sont des cultures cultivées essentiellement à des fins de production d'énergie. Elles peuvent servir d'intrants dans les unités de méthanisation qui utiliseront le pouvoir énergétique de ces plantes, dans un cadre défini par la réglementation.



Le décret n° 2016-929 du 7 juillet 2016 fixe les seuils maximum d'approvisionnement des installations de méthanisation. Les installations de méthanisation de déchets non dangereux ou de matières végétales brutes peuvent être approvisionnées par des cultures alimentaires (céréales et autres plantes riches en amidon, sucrières, oléagineuses, et légumineuses, utilisables en alimentation humaine ou animale) ou énergétiques, cultivées à titre de culture principale, dans une proportion maximale de 15 % du tonnage brut total des intrants par année civile. Ces seuils d'intrants sont calculés sur trois années glissantes.

© Adobe Stock

► **BOUES ET COPRODUITS D'INDUSTRIES AGROALIMENTAIRES**

Les industries agroalimentaires génèrent toutes sortes de coproduits au cours des processus technologiques qu'elles utilisent afin d'élaborer leurs produits finis (produits laitiers, viandes, produits du grain, fruits et légumes, etc.). Dès lors que le produit est valorisé il s'appellera « coproduit ».

Les boues d'origines agro-industrielles proviennent des abattoirs, laiteries, fromageries, biscuiteries, brasseries, conserveries, etc.

► **SOUS-PRODUITS ANIMAUX (SPAN)**

Le règlement européen (CE) n°1069/2009 classe les sous-produits animaux en trois catégories. Il définit la manière dont les matières de chaque catégorie doivent ou peuvent être éliminées ou valorisées pour certains usages dans le souci de maintenir un niveau élevé d'hygiène.

► **DÉCHETS MÉNAGERS**

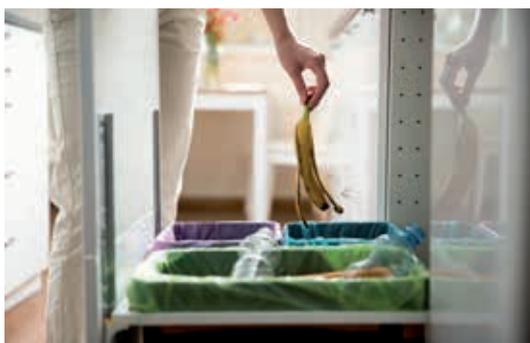
Il s'agit des déchets issus des ménages et des déchets assimilés. Les déchets produits par les services municipaux, déchets de l'assainissement collectif, déchets de nettoyage des rues, de marché ne relèvent pas de ce périmètre.

► **DÉCHETS VERTS**

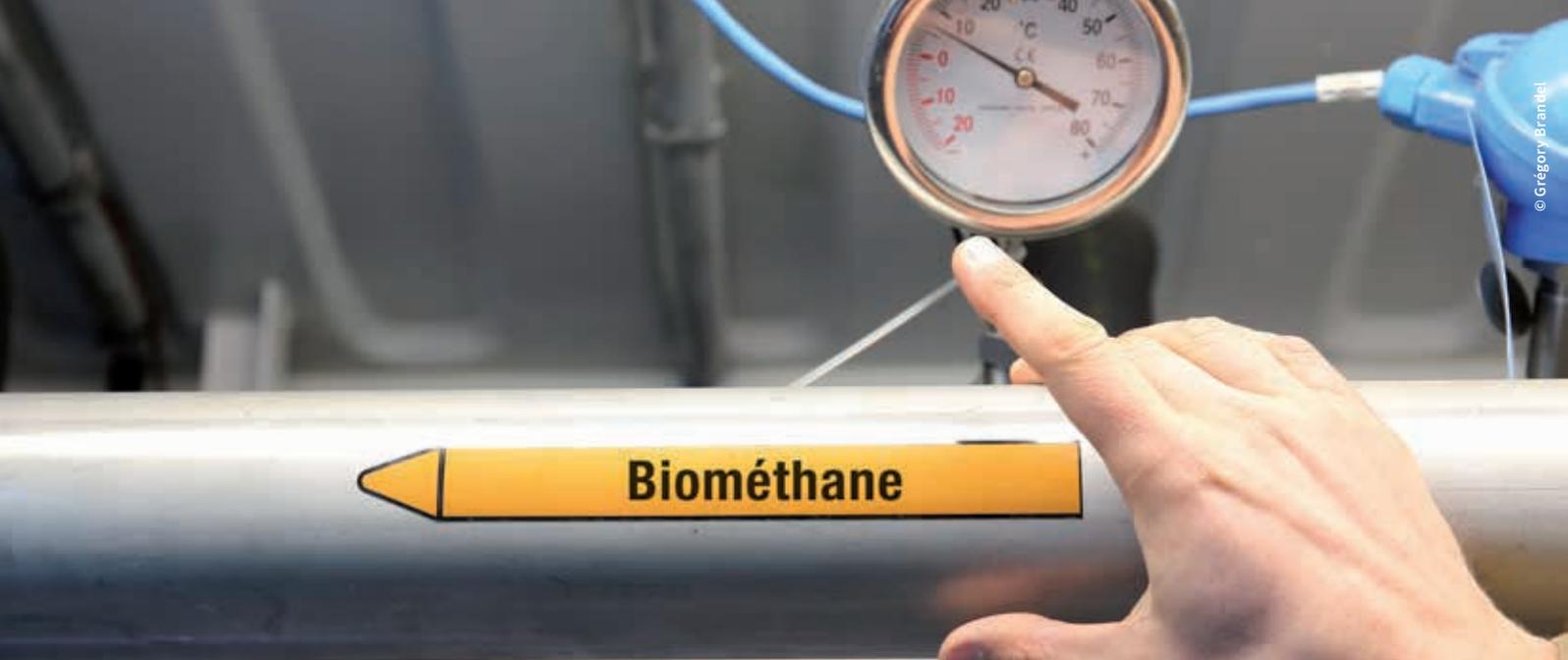
Un déchet vert (DV) désigne un déchet végétal résultant de l'entretien et du renouvellement des espaces verts publics et privés (parcs et jardins, terrains de sports, etc.), des collectivités territoriales, des organismes publics et parapublics, des sociétés privées et des particuliers.

► **AUTRES (BOUES DE STEP, ETC.)**

Les boues traitées dans les stations d'épuration des eaux usées urbaines sont issues de l'activité humaine. Leur valorisation pour la production de biométhane est autorisée depuis 2014.



© Adobe Stock



Biométhane

2. Chiffres clés, développement et enjeux de l'injection de biométhane

2.1. Chiffres clés 2018

1 206 GWh/an
parc raccordé en
biométhane
+ 73 % en 2018

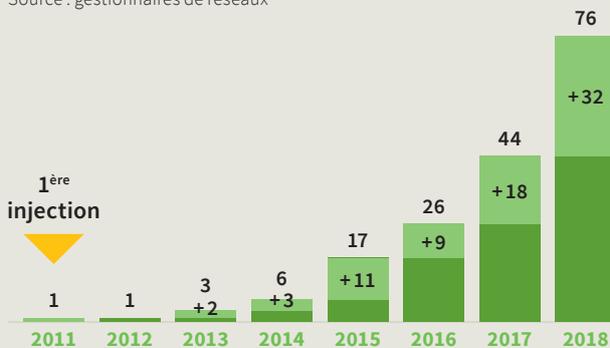
76
sites d'injection
biométhane
+ 73 % en 2018

714 GWh
de production
renouvelable⁵
+ 76 % en 2018

0,15 % de la
consommation
de gaz naturel
+ 74 % en 2018

Nombre total de sites en service et évolution annuelle

Source : gestionnaires de réseaux



► PARC DE PRODUCTION DE LA FILIÈRE D'INJECTION DE BIOMÉTHANE AU 31 DÉCEMBRE 2018

- Les sites d'injection de biométhane ont injecté 714 GWh dans les réseaux de gaz naturel (+ 76 % en un an).
- La part de biométhane dans la consommation nationale de gaz naturel a augmenté de 74 % par rapport à 2017, soit l'équivalent d'environ 60 000 foyers ou 2 800 camions/bus.
- Le parc de production a augmenté de 73 % en un an.

5. Énergie injectée dans le réseau de gaz naturel en 2018

► RÉSERVATION DE CAPACITÉS D'INJECTION AU 31 DÉCEMBRE 2018 (cf. paragraphe 4.1)

- Un projet est intégré dans le registre de gestion des capacités d'injection lorsqu'il atteint la commande de l'étude de phase II : étude de faisabilité pour les réseaux de transports (GRT) et étude détaillée pour les réseaux de distribution (GRD). À ce stade, un projet mettra 2 à 5 ans pour être mené à terme.
- La capacité maximale⁶ cumulée des 661 projets enregistrés dans la file d'attente de raccordement des installations d'injection de biométhane s'élève à 14 TWh/an, soit 6 TWh de plus qu'à fin 2017. Elle correspond à la consommation annuelle moyenne de 62 000 bus ou camions roulant au BioGNV ou de 1,16 million de clients GRDF ou encore de 2,1 millions de nouveaux logements chauffés au gaz.

14 TWh/an
en file d'attente
+ 75 % en 2018

661 projets
inscrits en file
d'attente

2.2. Cadre de développement

Des objectifs importants ont été fixés par la France et l'Europe en matière de réduction des gaz à effet de serre, d'efficacité énergétique et de développement de la part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie. Le biométhane injecté dans les réseaux de gaz contribue d'ores et déjà à l'atteinte de ces objectifs.

2.2.1. Cadre réglementaire

En 2010, le Plan National d'Action (PNA) en faveur des énergies renouvelables a posé les bases d'un nouveau dispositif d'obligation d'achat pour le biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, semblable à celui établi pour l'électricité. En novembre 2011, les 8 décrets et arrêtés permettant le développement de la filière d'injection de biométhane dans les réseaux ont été publiés. Ils ont depuis été intégrés dans le code de l'énergie.

En 2018, la Directive Énergies Renouvelables II (RED II) a été votée. Le texte, qui devra être transcrit en droit français d'ici le 30 juin 2021, contient des dispositions relatives à la filière biométhane.

La filière biométhane bénéficie ainsi de deux outils économiques :

- un tarif d'achat réglementé et garanti pendant 15 ans pour les producteurs ;
- un système de garanties d'origine assurant la traçabilité du biométhane et permettant sa valorisation auprès du consommateur.

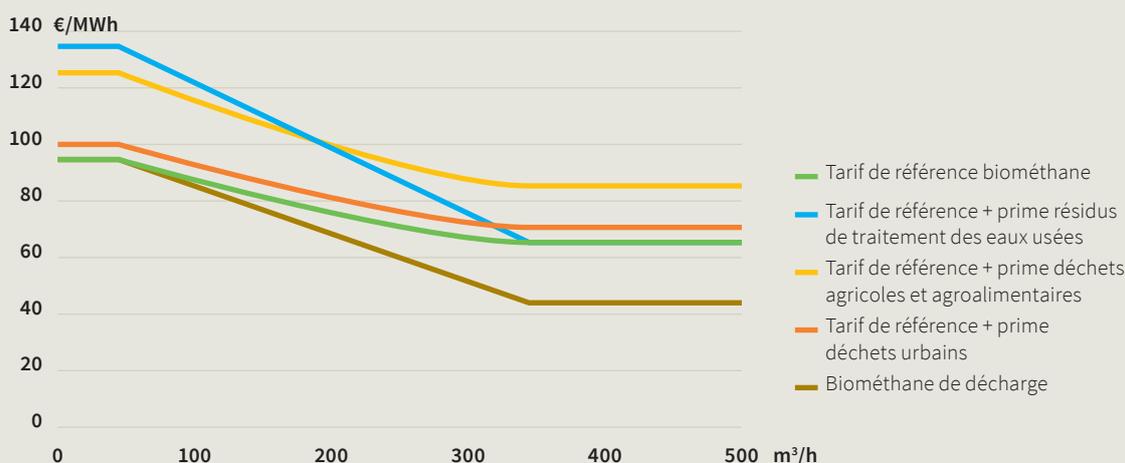
→ INSTAURATION D'UN TARIF D'ACHAT DU BIOMÉTHANE INJECTÉ DANS LES RÉSEAUX DE GAZ NATUREL

Grâce à ce dispositif, un producteur est assuré de vendre, à un tarif fixé par arrêté et pour une durée de 15 ans, le biométhane produit par son installation à un fournisseur de gaz naturel. Le producteur bénéficiera d'un tarif d'achat compris entre 46 et 139 €/MWh, pour une moyenne de 99 €/MWh. Ce dernier dépend de la taille de l'installation de production, appelée capacité maximale de production de biométhane (exprimée en Nm³/h) et de la nature des déchets ou matières organiques traités. Pour les installations de méthanisation, le tarif d'achat est constitué d'un tarif de référence et d'une prime aux « intrants ».

Selon l'ordonnance n° 2016-411 du 7 avril 2016 portant diverses mesures d'adaptation dans le secteur gazier, l'État a la possibilité de recourir à des appels d'offres en complément des tarifs d'achat pour soutenir la filière injection du biométhane. L'ordonnance prévoit un décret encadrant les modalités de ces appels d'offres, non encore paru.

6. Les capacités maximales de production exprimées en TWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes : capacité maximale C_{max} extraite du registre de capacité exprimée en m³(n)/h, PCS = 10,9 kWh/m³(n) et 8200 heures de fonctionnement annuel.

Tarif d'achat du biométhane en fonction du type de déchets et de la capacité maximale de production de biométhane de l'installation



- Le tarif de référence est compris :
 - entre 45 et 95 €/MWh pour les installations de stockage de déchets non dangereux ;
 - entre 64 et 95 €/MWh pour les autres installations.
- La prime pour les déchets de collectivités et déchets ménagers s'élève à 5 €/MWh.
- La prime pour les déchets issus de l'agriculture et de l'agroalimentaire varie entre 20 et 30 €/MWh, selon les débits produits.
- La prime pour les résidus de traitement des eaux usées en station d'épuration est de 1 à 39 €/MWh.
- Des aides financières peuvent être accordées, au cas par cas, par les pouvoirs publics (ADEME, Conseils régionaux et départementaux, Fonds européen, etc.).

→ LES GARANTIES D'ORIGINE : GARANTIR LA TRAÇABILITÉ DU BIOMÉTHANE

► LE DISPOSITIF DES GARANTIES D'ORIGINE

Le biométhane injecté dans un réseau est « physiquement » consommé dans une zone proche de son point d'injection. Pour autant, des consommateurs situés n'importe où sur le territoire (collectivité, particulier, industriel...) peuvent souhaiter acheter du gaz renouvelable via leur contrat de fourniture. Pour cela, un mécanisme de garanties d'origine (GO) permet de décorrélérer la consommation physique de la molécule de biométhane, de sa vente contractuelle à un consommateur. Le dispositif des GO assure la traçabilité du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel et les transactions associées.

Le registre national des GO est l'outil qui enregistre les quantités injectées, échangées, vendues et trace ainsi chaque molécule de biométhane produite. GRDF est en charge de la gestion du registre des capacités depuis 2012 et a été reconduit jusqu'en 2023 suite au dernier appel d'offres.

Pour accéder au site des garanties d'origine, rendez-vous sur : <https://gobiomethane.grdf.fr/>

► LES TRANSACTIONS

Le producteur de biométhane conclut un contrat d'achat avec le fournisseur de gaz de son choix. Les Garanties d'Origine (GO) sont attribuées au fournisseur : chaque MWh de biométhane injecté donne droit à la création d'une GO. Chaque Garantie d'Origine créée est enregistrée dans le registre par le fournisseur de gaz acheteur de biométhane. Une fois créées, les GO ont une durée de validité de 24 mois. Les transactions de GO entre fournisseurs sont opérées grâce à un transfert entre titulaires de comptes. En revanche, le marché n'est pas ouvert aux traders. Lors de l'utilisation par un consommateur de gaz dans une offre de gaz renouvelable, la GO est annulée.

Pour vendre leur biométhane, les producteurs peuvent s'adresser à n'importe quel fournisseur de gaz au sens du code de l'énergie et notamment de l'article L.443-1.

**1 GO
= 1MWh**
de biométhane
injecté

28
fournisseurs
inscrits
au registre des GO
au 31/12/2018

60
sites
enregistrés
sur 76 qui injectent
au 31/12/2018

70 %
des GO utilisées
sous forme de
BioGNV sur
l'année 2018

Parmi les fournisseurs dont l'activité de fourniture de gaz en France est soumise à autorisation ministérielle, certains se sont déclarés auprès du Ministère de la Transition écologique et solidaire comme étant intéressés pour acheter du biométhane.

La liste de ces fournisseurs, disponible sur le site internet du Ministère de la Transition écologique et solidaire est détaillée ci-après.

<https://gobiomethane.grdf.fr>

Liste des fournisseurs intéressés par l'achat du biométhane



→ LE MÉCANISME DE COMPENSATION ASSOCIÉ AUX TARIFS D'ACHAT

Un mécanisme de compensation a été mis en place dès novembre 2011 pour permettre de dédommager les fournisseurs pour les charges engendrées par l'achat de biométhane, à savoir :

1. Le surcoût du tarif d'achat du biométhane par rapport au prix du gaz naturel sur le marché de gros ;
2. Des coûts annexes : le coût de déclaration des Garanties d'Origine, les frais de gestion du Fonds de compensation, et les frais de gestion des fournisseurs de gaz naturel pour l'achat du biométhane.

Ce mécanisme de compensation est géré par la Caisse des dépôts et consignations (CDC).

La loi n°2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015 (LFR 2015) a introduit une réforme de la fiscalité énergétique, portant notamment sur le financement des charges de service public de l'électricité et du gaz.

Celles-ci sont regroupées sous la dénomination de charges de service public de l'énergie et sont intégrées au budget de l'État, où elles sont distinguées entre un compte d'affectation spécial (CAS) « Transition énergétique » et un programme budgétaire « service public de l'énergie » selon la répartition suivante :

- le CAS « Transition énergétique », créé par l'article 5 de la LFR 2015, regroupe notamment les charges liées au soutien aux énergies renouvelables, en électricité ou en gaz ;
- le programme budgétaire « Service public de l'énergie » regroupe les charges de service public de l'énergie qui ne sont pas intégrées au CAS, soit, par exemple, les frais de gestion de la CDC.

Depuis le 1^{er} janvier 2017, suite à l'adoption de la Loi de Finances pour 2017 (n° 2016-1917 du 29 décembre 2016), le CAS est quasi exclusivement alimenté par une part (37%) du produit de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) qui s'applique essentiellement aux produits pétroliers (6,9 milliards d'euros sur les plus de 17 milliards d'euros collectés nationalement par cette taxe vont aller abonder le compte d'affectation spéciale). En application des règles communautaires, les taxes applicables sur la consommation d'électricité et de gaz sont versées depuis le 1^{er} janvier 2017 en totalité au budget général de l'État et n'alimentent plus le compte d'affectation spéciale.

La délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) de juillet 2018⁷ relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2019 précise les charges liées au développement de l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz.

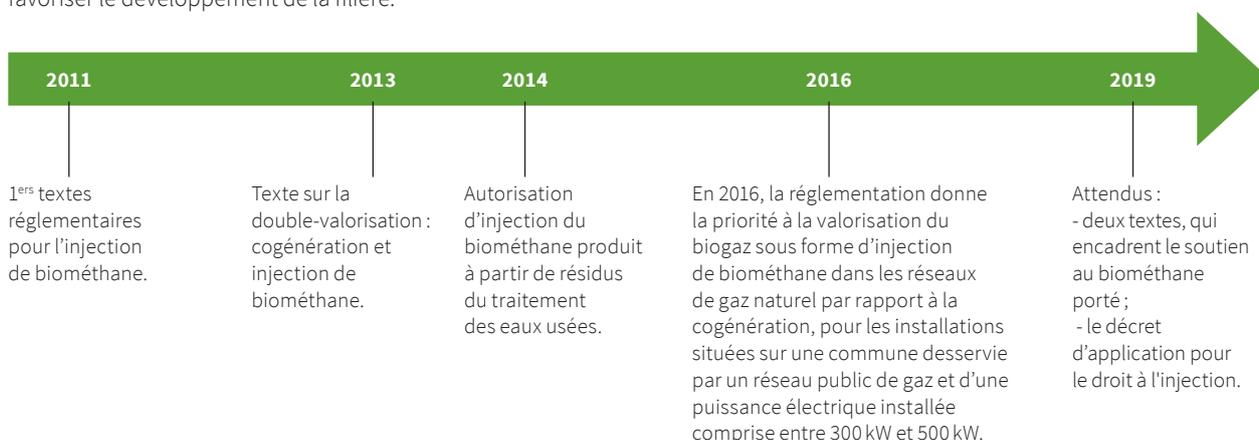
Affectation CAS	Charges constatées 2017	Mise à jour provision 2018	Charge prévisionnelle 2019
Biométhane	32,8 M€	63,9 M€	132,1 M€

La hausse de 29 M€ entre 2017 et 2018 s'inscrit dans la trajectoire envisagée de mise en service des nouvelles installations.

Un mécanisme vertueux adossé aux GO voit la déduction de 75% des bénéfices réalisés par les fournisseurs à la valorisation de la GO de la compensation qui leur est versée.

2.2.2. Mesures complémentaires

Les premiers textes de la réglementation encadrant l'activité d'injection de biométhane datent de novembre 2011 et visent à favoriser le développement de la filière.



7. <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Deliberation-relative-a-l-evaluation-des-charges-de-service-public-de-l-energie-pour-2019>

Pour aller plus loin, les mesures suivantes sont préconisées en 2019 :

- ▶ **le maintien du tarif d'achat actuel d'injection de biométhane** sur une période suffisante qui permettra de stabiliser cette filière jusqu'à ce qu'elle soit totalement mature ;
- ▶ **la modification du contrat type d'achat du biométhane** pour intégrer la notion de « production annuelle anticipée », afin de lisser les variations naturelles de la disponibilité d'intrants au cours de l'année ;
- ▶ **la mise en place d'un mécanisme de soutien adapté** pour les sites existants, non éligibles au tarif en vigueur, souhaitant passer à l'injection ou souhaitant faire de la valorisation mixte et pour les unités de grande capacité ;
- ▶ **la confortation du système des garanties d'origine biométhane et notamment l'affectation des garanties d'origine à l'acheteur du biométhane** : il s'agit d'une condition de l'intégration des projets de méthanisation dans une logique d'économie circulaire ;
- ▶ concernant le BioGNV, à partir du 1^{er} janvier 2017, en application de l'article 26 de la loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017, les consommations de biométhane pour des usages hors carburant sont exonérées de TICGN. **La filière attend que l'usage biométhane carburant (BioGNV) soit exonéré de TICPE.**

2.3. Exemples emblématiques d'usages de gaz renouvelables

L'usage le plus emblématique du biométhane est à mettre au crédit de la mobilité. Face aux enjeux majeurs de pollution urbaine, soulignés par de nombreux épisodes de pics de pollution dans les grandes métropoles, et considérant la décision du Conseil d'État du 12 juillet 2017, l'amélioration de la qualité de l'air est au centre des préoccupations des pouvoirs publics. Si le secteur des transports a déjà largement réduit ses émissions locales de polluants ces dernières années, il reste un fort contributeur. Le GNV et le BioGNV apportent jusqu'à 50% de réduction des émissions d'oxyde d'azote (NOx) et 95% des émissions de particules fines par rapport à la nouvelle norme Euro VI. La RATP fait rouler plusieurs lignes de bus à Paris grâce à ce carburant parfaitement adapté pour réduire le bruit, les émissions de CO₂ et les polluants tels que particules fines et NOx. Elle prévoit, par ailleurs, la conversion au BioGNV de 36% de ses bus d'ici 2025.

Grâce à ce gaz d'origine renouvelable, un industriel comme Terreal à Chagny en Saône-et-Loire (Bourgogne-Franche-Comté) réduit ses émissions de CO₂ pour la production de tuiles. Le biométhane permet au consommateur de gaz d'accéder à une énergie renouvelable sans changer d'installation tout en conservant les facilités offertes par le gaz naturel. La ville d'Outreau dans le Pas-de-Calais (Hauts-de-France) ou la Ville de Bourg-en-Bresse dans l'Ain (Auvergne-Rhône-Alpes) pour ses locaux communaux, par exemple, ont fait le choix du gaz renouvelable dans leur mix énergétique.

Concernant le chauffage, des collectivités ont évoqué des initiatives concernant le développement d'écoquartiers qui utiliseront pour le chauffage un gaz 100% renouvelable. Comme c'est le cas pour la ville de Senlis qui est alimentée en gaz renouvelable par le site de Valois Energie.



→ FOCUS SUR LA MOBILITÉ

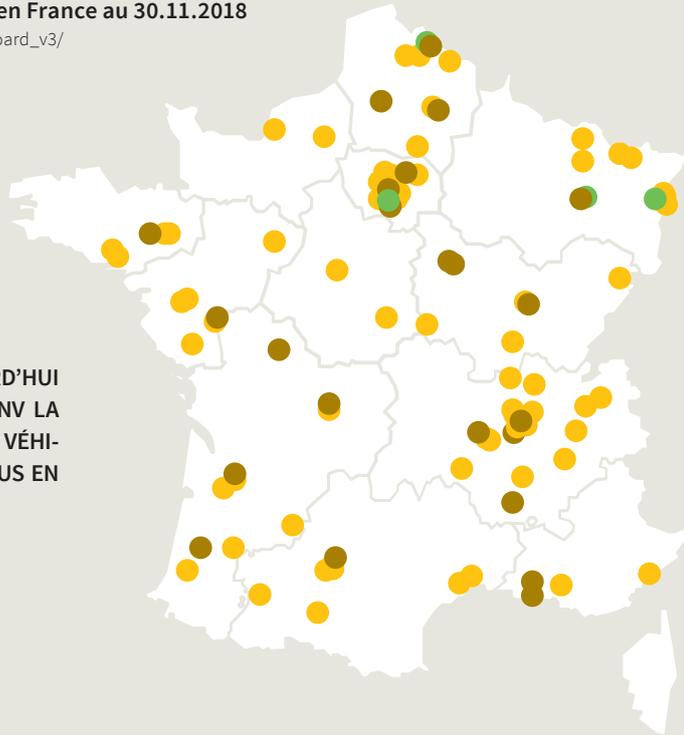
État des lieux des stations publiques de GNV en France au 30.11.2018

Source : https://gnv-grtgaz.opendatasoft.com/pages/dashboard_v3/

Carburant GNV/BioGNV :

- GNC
- GNL
- GNL, GNC

- ▶ L'OFFRE DE STATIONS GNV PERMET AUJOURD'HUI D'APPROVISIONNER EN CARBURANT BIOGNV LA FLOTTE FRANÇAISE CONSTITUÉE DE 17796 VÉHICULES DONT 2282 POIDS LOURDS, 3199 BUS EN NOVEMBRE 2018.



Le GNV (gaz naturel véhicule) et le BioGNV

Le GNV est du gaz naturel utilisé comme carburant, c'est le même gaz que celui utilisé pour le chauffage ou la cuisson. Le BioGNV, issu du biométhane, est également utilisé comme carburant.



BioGNV
-80 % de CO₂
par rapport au
diesel

La France est devenue le marché le plus dynamique d'Europe sur ce segment. 15 ans après l'arrivée des bus au GNV et BioGNV, c'est aujourd'hui plus de 12% du parc qui roule au gaz.

Aujourd'hui, l'offre de stations augmente pour permettre l'approvisionnement de la flotte française. L'usage du BioGNV dans ces stations est aussi soutenu par des initiatives nationales : la Loi d'Orientation des Mobilités traitera en particulier de la mise en place d'un cadre législatif pour le biométhane consommé directement dans les stations de BioGNV.

2.4. Cartographie de l'injection de biométhane en Europe

Panorama de l'injection de biométhane en Europe

Source : Observatoire du biométhane septembre 2018 SIA PARTNERS - FRANCE BIOMETHANE

► **L'INJECTION EN EUROPE POURSUIT SA DYNAMIQUE AVEC 45 NOUVELLES INSTALLATIONS EN 2018 PORTANT À ENVIRON 550 LE NOMBRE TOTAL D'INSTALLATIONS EN SERVICE POUR UNE CAPACITÉ MAXIMALE INSTALLÉE DE 473 À 511 MILLIERS DE Nm³/h**

Royaume-Uni

La production de biométhane est subventionnée depuis 2011. En 2017, **85 sites** ont injecté **près de 3 600 GWh/an.**

Pays-Bas

L'injection de biométhane dans le réseau de distribution est pratiquée depuis plus de 20 ans, y compris pour du biogaz de décharges. En 2017, **36 sites** ont injecté **plus de 900 GWh/an.**

Finlande

En 2017, **18 sites** injectent plus de **100 GWh/an** dans le réseau de distribution de gaz naturel.

Suède

En 2017, **65 sites** injectent plus de **470 GWh/an** dans le réseau de distribution de gaz naturel.

Norvège

En 2017, **4 sites** ont injecté plus de **120 GWh/an.**

Danemark

En 2017, **22 sites** ont injecté **1 800 GWh/an.**

Luxembourg

En 2016, **3 sites** injectent dans le réseau de gaz naturel pour une capacité maximale installée de **62 GWh/an.**

Autriche

L'Autriche pratique l'injection de biométhane dans les réseaux depuis 2005, et aujourd'hui **18 sites** injectent plus de **250 GWh/an.**

Allemagne

En 2017, **208 unités** injectent **9 800 GWh/an** de biométhane dans le réseau de gaz naturel, pour une capacité maximale installée plus de **22 TWh/an.**

Suisse

Le pays pratique l'injection de biométhane dans les réseaux depuis 1997. En 2017, **37 sites** ont injecté plus de **340 GWh/an** de biométhane.

Italie

À fin 2017, **8 sites** injectent dans les réseaux.

Espagne

En 2015, le site de Valdemingomez, d'une capacité maximale de **23 GWh/an**, injecte sur le réseau de transport. Actuellement, il n'existe pas de politique incitative en faveur du biométhane en Espagne.

France

En 2018, **76 sites** d'une capacité maximale installée de **1 206 GWh/an**, injectent **714 GWh/an** dans le réseau de gaz naturel.

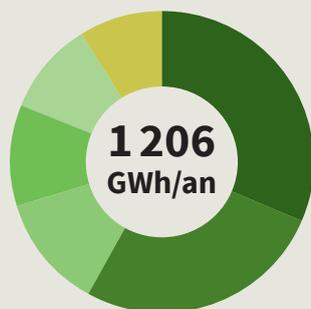


3. Parc des installations d'injection de biométhane en France

3.1. Caractéristiques du parc raccordé

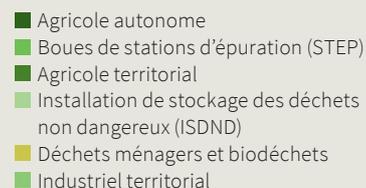
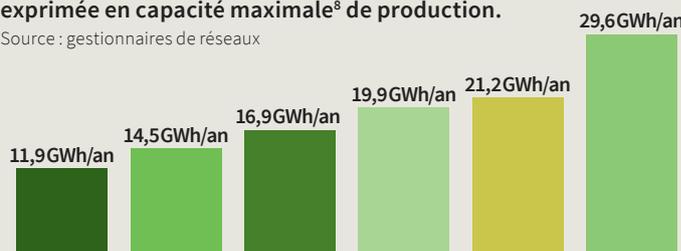
Répartition de la capacité maximale⁸ installée totale par nature de site d'injection au 31.12.2018

Source : gestionnaires de réseaux



Taille moyenne des installations d'injection de biométhane selon la nature de l'installation, exprimée en capacité maximale⁸ de production.

Source : gestionnaires de réseaux



8. Les capacités maximales de production exprimées en GWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes : capacité maximale C_{max} extraite du registre de capacité exprimée en $m^3(n)/h$, $PCS = 10,9 \text{ kWh}/m^3(n)$ et 8200 heures de fonctionnement annuel.

Types d'intrants utilisés dans les unités d'injection en France en 2018

Source : ADEME, selon les tonnages déclarés par les porteurs de projets & hors site Norske Skog de Golbey (Lorraine)



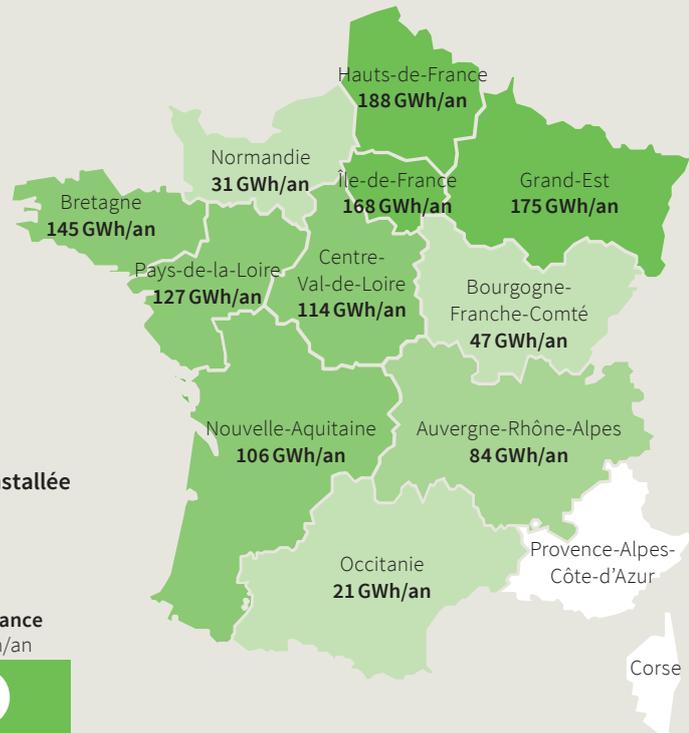
Effluents d'élevage (lisiers, fumiers)	13% · 408 770 tonnes	Boues et coproduits d'industries agro-alimentaires	8% · 264 000 tonnes
Cultures énergétiques	1% · 33 200 tonnes	Sous-Produits Animaux (SPA)	1% · 30 000 tonnes
Cultures Intermédiaires à Vocation Énergétique (CIVE)	5% · 150 000 tonnes	Déchets ménagers	33% · 1064 000 tonnes
Cultures Intermédiaires Pièges à Nitrates (CIPAN)	5% · 150 000 tonnes	Déchets verts	1% · 27 000 tonnes
Déchets de cultures	2% · 62 200 tonnes	Autres (boues de STEP, etc.)	36% · 1 152 000 tonnes

3.2. Répartition régionale du parc

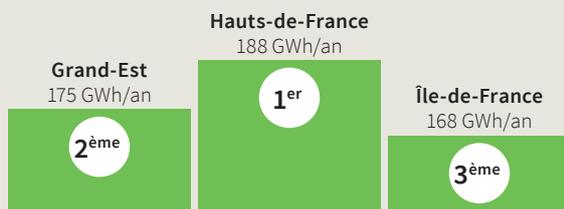
Répartition régionale de la capacité maximale⁹ installée par tranche de débit au 31.12.2018

Source : gestionnaires de réseaux

> 150 GWh/an	> 13,8 millions Nm ³ /an
100 - 150 GWh/an	9,2 - 13,8 millions Nm ³ /an
50 - 100 GWh/an	4,6 - 9,2 millions Nm ³ /an
1 - 50 GWh/an	1 - 4,6 millions Nm ³ /an
0	



Palmarès régional 2018 en capacité maximale installée



9. Les capacités maximales de production exprimées en GWh/an ont été calculées :

- Si existantes, à partir des données communiquées par les opérateurs ;

- Sinon, à partir des hypothèses suivantes : capacité maximale Cmax extraite du registre de capacité exprimée en m³(n)/h,

PCS = 10,9 kWh/m³(n) et 8200 heures de fonctionnement annuel.

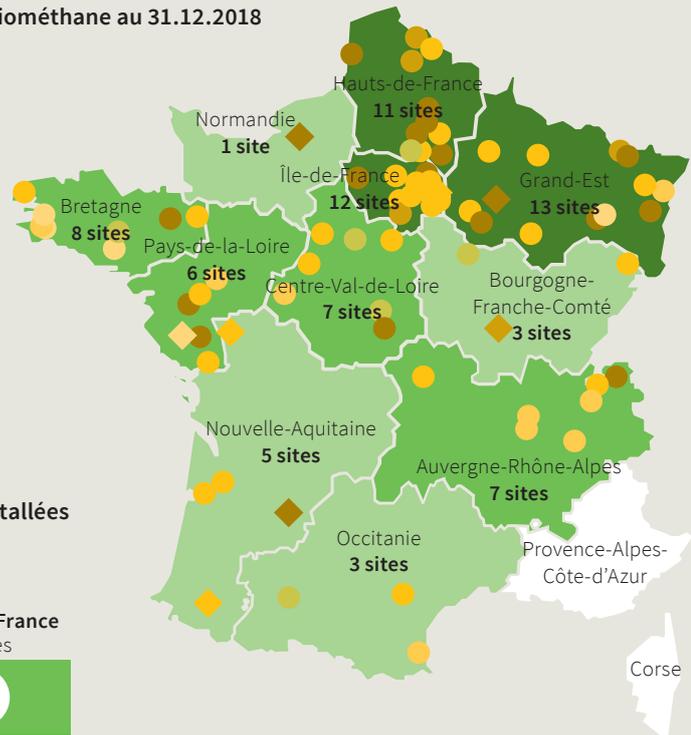
Répartition régionale des sites d'injection de biométhane au 31.12.2018

Source : gestionnaires de réseaux

- Agricole territorial
- Déchets ménagers et biodéchets
- Agricole autonome
- Boues de stations d'épuration (STEP)
- Industriel territorial
- Installation de stockage des déchets non dangereux (ISDND)

- GRD
- ◆ GRT

- > 10 unités
- 6 - 10 unités
- 1 - 5 unités
- 0



Palmarès régional 2018 en nombre d'unités installées



3.3. Production des installations

Production mensuelle des installations d'injection de biométhane sur l'année 2018 (MWh)

Source : gestionnaires de réseaux



Evolution du nombre de sites d'injection installés en 2018

Production cumulée des installations existantes en GWh (0°)

Source : gestionnaires de réseaux





4. Les perspectives de croissance de la filière

4.1. Une dynamique confirmée en 2018

→ 661 PROJETS INSCRITS DANS LE REGISTRE DE CAPACITÉS

Dans le cadre de la gestion des capacités d'injection de biométhane, il a été décidé de créer un registre afin de gérer les réservations de capacité et de suivre l'avancement des projets depuis leur phase d'étude jusqu'à la production.

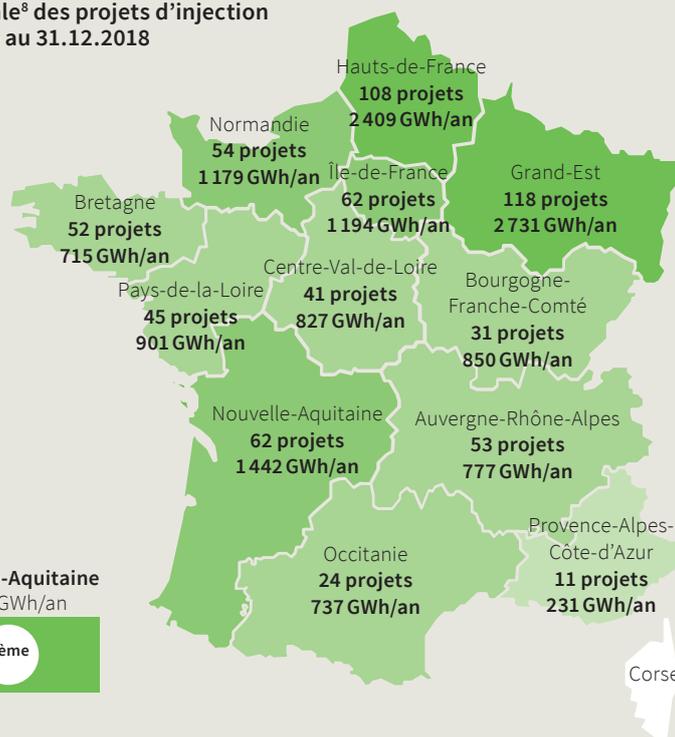
Pour anticiper une possible saturation des réseaux de gaz naturel dans lesquels seront injectées les productions, il est nécessaire de définir des règles de priorité qui s'appliquent lorsque plusieurs projets souhaitent se raccorder sur une même zone et sont en « concurrence » pour l'obtention des capacités d'injection de la zone.

Le registre des capacités est commun aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution. Il permet d'inscrire les projets en fonction de leur ordre d'arrivée avec l'attribution d'un numéro qui permettra de prioriser, le cas échéant, les allocations de capacité d'injection. GRTgaz et Teréga ont été désignés gestionnaires du registre de gestion des capacités par délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) en avril 2014.

- ▶ **LES 661 PROJETS IDENTIFIÉS À FIN 2018 REPRÉSENTENT À EUX SEULS 14TWh/AN D'INJECTION DE BIOMÉTHANE, SOIT UN PEU MOINS DU DOUBLE DE L'OBJECTIF FIXÉ PAR LA PPE À HORIZON 2023. C'EST L'ÉQUIVALENT DE LA CONSOMMATION ANNUELLE MOYENNE DE 1,16 MILLION DE CLIENTS OU DE 62 000 BUS OU CAMIONS ROULANT AU BIOGNV.**

Répartition régionale de la capacité maximale⁸ des projets d'injection de biométhane inscrits dans la file d'attente au 31.12.2018

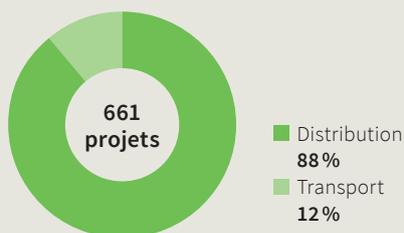
Source : GRTgaz et Teréga



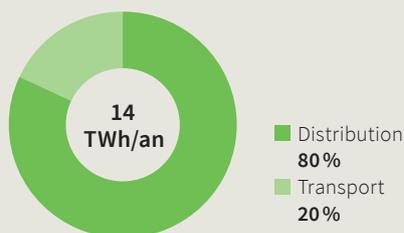
Palmarès régional 2018 en capacité maximale des projets



Nombre de projets par type de réseaux



Capacité réservée de production par type de réseaux



4.2. Évolution de l'architecture du réseau

Afin d'accroître la capacité des réseaux de gaz naturel, les opérateurs de réseaux développent des solutions pour lever les contraintes et maximiser les volumes injectés :

- le maillage des réseaux de distribution ;
- l'augmentation des débouchés par le développement de l'usage gaz et notamment carburant ;
- l'injection portée, c'est-à-dire le transport et l'injection du biométhane dans une autre maille du réseau ;
- le stockage de biométhane.

Les opérateurs de réseaux mènent également des expérimentations afin de permettre de remonter du gaz vers des étages de pression plus élevés afin d'accéder à des zones de consommation plus larges. On parle de rebours. Le réseau devient ainsi bidirectionnel.



Certains opérateurs de réseaux ont lancé le projet West Grid Synergy¹⁰ en 2017 qui porte sur des expérimentations de rebours. Deux unités pilotes de rebours à l'interface entre le réseau de distribution et le réseau de transport dans la communauté de communes de Pontivy dans le Morbihan et à Pouzauges en Vendée.

Le projet West Grid Synergy permettra de définir les modalités de pilotage et d'échanges de données entre réseaux de distribution et transport à haute intégration de biométhane. Le démarrage de l'expérimentation est prévu fin 2019.

8. Les capacités maximales de production exprimées en GWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes :

capacité maximale C_{max} extraite du registre de capacité exprimée en m³(n)/h, PCS = 10,9 kWh/m³(n) et 8200 heures de fonctionnement annuel.

10. <https://www.westgridsynergy.fr/>

Les trois zones d'expérimentations (Pouzauges, Pontivy, Mauges) constituent également des laboratoires pour définir les modalités d'adaptation et de pilotage des réseaux de demain. GRTgaz estime que 100 unités de rebours distribution/transport seront nécessaires pour accueillir 30 TWh de biométhane.

Si, aujourd'hui, l'identification des rebours est faite en réponse à un besoin déclaré, elle devra à l'avenir passer par une planification des développements des réseaux afin d'anticiper et d'optimiser les investissements sur les réseaux de gaz et offrir la visibilité nécessaire aux porteurs de projets. Ces réflexions sont intégrées dans la mise en place du droit à l'injection.

4.3. Externalités positives de la méthanisation

Les externalités positives représentent les gains et bénéfices supplémentaires à la fonction principale, qui est, pour la méthanisation, de produire de l'énergie sous forme d'électricité, de chaleur ou de carburant.

La méthanisation s'inscrit notamment dans l'économie circulaire, agricole et locale, avec de nombreuses externalités positives : valorisation locale des déchets, contribution à la résilience du tissu agricole et agroalimentaire, décarbonation des secteurs énergétique et agricole, retour au sol du digestat comme matière fertilisante naturelle, création d'emplois locaux, source d'innovation. Le gaz renouvelable participe à l'indépendance énergétique du pays avec la production durable d'une énergie renouvelable stockable dans les réseaux et produite à proximité des zones de consommation. Un des leviers de diminution des coûts de production de la filière méthanisation réside dans la rémunération de chacun des services rendus à sa juste valeur. À titre d'exemple, la filière biométhane permet de créer en moyenne 3 à 4 emplois locaux non délocalisables par installation, uniquement sur l'exploitation.

De plus, le soutien à la filière industrielle française permettra de développer sur le territoire national des équipements pour la production de gaz renouvelables et ainsi de limiter l'importation d'équipements provenant aujourd'hui majoritairement de pays européens.

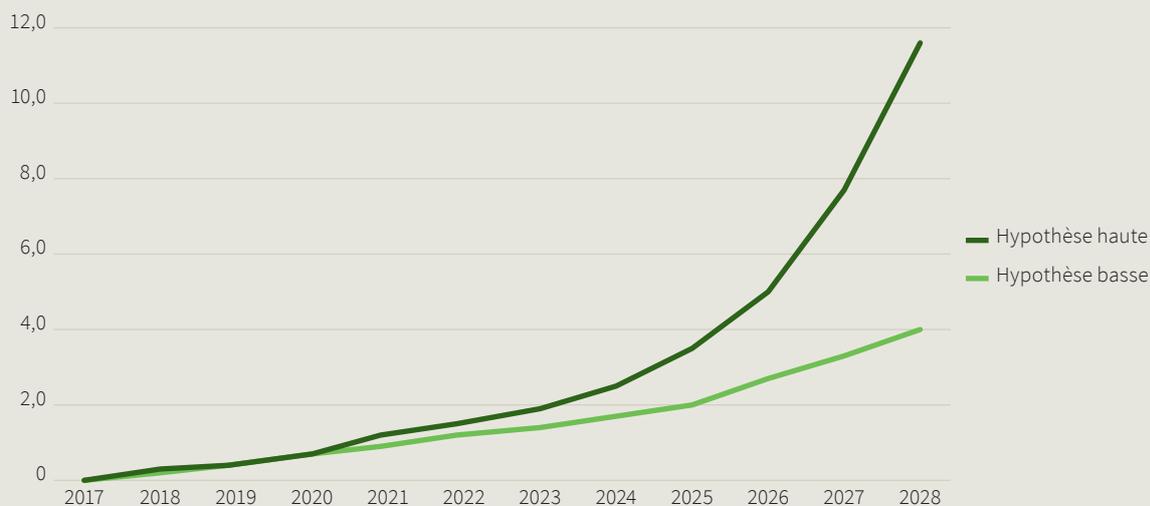
Calculées en analyse de cycle de vie, les émissions de gaz à effet de serre du biométhane sont près de 10 fois inférieures à celles du gaz naturel, 14 fois à celles du fioul et entre 10 à 12 fois à celles des carburants conventionnels pour véhicules (diesel/essence).

Par conséquent, l'utilisation du biométhane en remplacement de ces énergies plus émettrices de gaz à effet de serre peut fortement contribuer à la décarbonisation des usages gaz. En fonction du jeu de substitution entre énergies, on estime que le gaz renouvelable peut contribuer à réduire de 1,4 à 1,9 million de tonnes les émissions de CO₂ équivalent à l'horizon 2023 (pour une injection de biométhane comprise entre 8 et 10 TWh). Dans une dynamique de développement de la filière positive, cette réduction pourrait aller de 4 à 11 millions de tonnes de CO₂ évitées en 2028.

Le biométhane, une énergie renouvelable réduisant l'impact environnemental des usages associés

Émissions de CO₂ évitées (millions de tonnes)

Source : gestionnaires de réseau



4.4. Nouvelles voies de production de gaz renouvelables

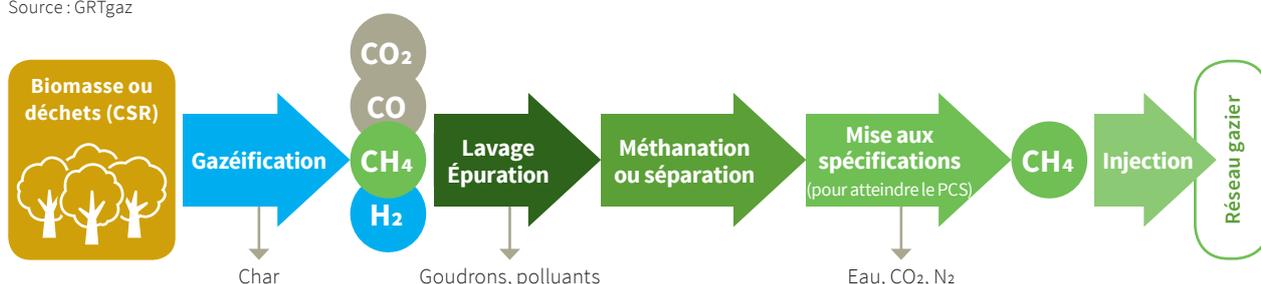
La méthanisation est aujourd'hui la première technologie mature de production de gaz renouvelable. À moyen et long terme, de nouveaux procédés de production de gaz renouvelables et de récupération vont se développer :

- la pyrogazéification de résidus de biomasse sèche ou de déchets ultimes préparés comme les CSR (Combustibles Solides de Récupération) ;
- le *power-to-gas*, c'est-à-dire la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable et sa valorisation, soit par injection directe dans le réseau, soit après conversion en méthane de synthèse par méthanation ;
- la méthanisation des microalgues.

→ LA PYROGAZÉIFICATION DE BIOMASSE ET DE CSR

Le procédé de pyrogazéification

Source : GRTgaz



► LA FILIÈRE GAZ DE SYNTHÈSE ISSU DE PYROGAZÉIFICATION EST PROMETTEUSE

La pyrogazéification, procédé thermo-chimique à haute température, permet d'obtenir un gaz de synthèse (syngaz) à partir de matière première renouvelable ou non. Le syngaz produit est ensuite traité en vue de produire de l'électricité et/ou de la chaleur, des gaz renouvelables comme du biométhane de synthèse, ou encore de l'hydrogène renouvelable injectables dans les réseaux pour les usages traditionnels du gaz naturel et du carburant.

Très différents des procédés de méthanisation, les procédés de pyrogazéification peuvent apporter des réponses innovantes, performantes et complémentaires à la méthanisation. Ils permettent d'optimiser la conversion énergétique de nombreuses biomasses et déchets aujourd'hui non valorisables sous forme de matière, ou techniquement et économiquement difficiles à traiter dans d'autres filières.

En sus des nombreux atouts techniques et environnementaux des procédés de pyrolyse et gazéification, la filière « injection dans les réseaux » permet de :

- contribuer, aux côtés du biométhane issu de méthanisation, à l'atteinte des objectifs de production de gaz renouvelables ;
- développer une filière nouvelle permettant de traiter des typologies de biomasses non alimentaires, plus difficilement valorisables par méthanisation (résidus agricoles non fermentescibles, biomasse ligno-cellulosique...);
- proposer une alternative à la production d'électricité et de chaleur, avec des rendements a priori plus intéressants, en se libérant de toute contrainte saisonnière d'évacuation de la chaleur, et en adaptant les installations aux volumes des intrants disponibles dans les territoires ;

- contribuer à l'optimisation de la politique territoriale de gestion des déchets avec la conversion énergétique de CSR (Combustibles Solides de Récupération), mais avec un rendement énergétique plus intéressant, et des rejets atmosphériques significativement moindres que la combustion ;
- aider au développement de l'économie circulaire et produire dans les territoires une énergie renouvelable (ou de récupération, s'il s'agit de CSR), à un prix maîtrisable, améliorant l'indépendance énergétique de la France.

Cette filière, dont les premiers projets sont attendus à partir de 2021-2022, complétera donc efficacement les quantités de gaz renouvelable attendues de la production par méthanisation. Les études du gisement montrent que le potentiel est important, près de 140 TWh en 2050 de gaz renouvelable.

L'enjeu aujourd'hui est d'aider la filière à accéder au dernier stade de son développement, l'industrialisation, mais également, de poursuivre la R&D sur les technologies alternatives innovantes de certaines briques comme la méthanation biologique. Pour ce faire, un dispositif d'expérimentation sur un panel représentatif de premiers projets industriels, ainsi qu'un système d'aide aux projets de démonstration, devront être mis en place.

Le biométhane de synthèse bénéficiera des actions de développement déjà réalisées (ou en cours) pour l'injection de biométhane issu de méthanisation : poste d'injection, mailage, rebours, etc.

► GAYA, LE PREMIER DÉMONSTRATEUR EN FRANCE

Le projet GAYA, dont la plateforme expérimentale a été inaugurée en octobre 2017 à Saint-Fons (Auvergne-Rhône-Alpes), dans la Vallée de la Chimie, développe une chaîne de procédés innovante de production de biométhane par pyrogazéification de biomasse sèche. Fort de sa vision intégrée sur l'ensemble de la filière, GAYA permettra de confirmer les données techniques sur les rendements et les performances des procédés tout en validant la réduction des coûts de production grâce aux optimisations réalisées sur son installation à échelle semi-industrielle. Le partage de l'évaluation des impacts environnementaux via une analyse de cycle de vie servira à la promotion de la filière. Environ 15 ingénieurs et techniciens, alliant les domaines de la R&D et de l'opérationnel, travaillent actuellement sur le site d'ENGIE, en fonctionnement depuis 2018.

Piloté par ENGIE, le projet GAYA réunit 11 partenaires d'excellence aux savoir-faire complémentaires. Le projet, qui s'achèvera en décembre 2019, bénéficie d'un soutien financier de l'ADEME à hauteur de 19 M€.

Source : Biométhane de gazéification - potentiel de production en France aux horizons 2020 et 2050, GRDF
Étude réalisée par GDF SUEZ et copilotée par l'ADEME, MEDDE, MINEFI & MAAF, février 2013



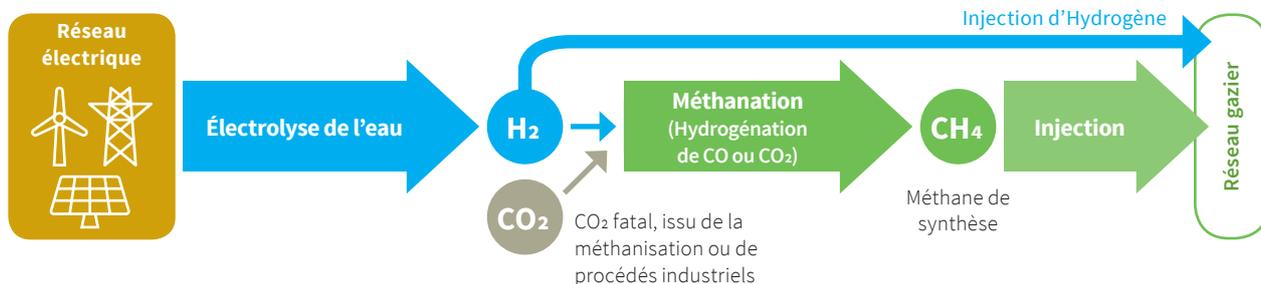
Plateforme du projet Gaya



→ LE POWER-TO-GAS : UN NOUVEL OUTIL AU SERVICE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES

Le procédé *power-to-gas*

Source : GRTgaz



Comme cela a été décrit dans le Plan Hydrogène pour la Transition Énergétique (juin 2018), le *power-to-gas* constitue un outil pertinent pour :

- décarboner les usages gaz,
- maximiser l'intégration des énergies renouvelables électriques dans le système énergétique,
- offrir une solution de stockage intersaisonnier de l'énergie.

L'intégration d'hydrogène dans les infrastructures gazières peut se faire par :

- Injection directe. Le volet injection directe, compte-tenu des différences de propriété entre l'hydrogène et le méthane, est envisageable après adaptation des infrastructures gazières. Des travaux sont en cours sur l'ensemble des maillons de la chaîne gazière pour statuer sur les pourcentages d'hydrogène acceptables sans modification majeure des ouvrages et des équipements aval ;
- Conversion de l'hydrogène en méthane de synthèse en l'associant à du CO₂, via une étape de méthanation. La filière méthanation présente l'avantage de s'appuyer, sans modifications, sur les infrastructures existantes qui permettent de faire transiter du gaz renouvelable sur l'ensemble du territoire, de le stocker, et d'offrir ainsi l'accès à cette énergie renouvelable à l'ensemble des régions.

Depuis plusieurs années maintenant, les gestionnaires d'infrastructures français étudient ces différentes voies, aussi bien sur les volets techniques, qu'économiques. Cela se traduit par l'engagement dans plusieurs démonstrateurs :

- GRHYD et Jupiter 1000, présentés ci-dessous ;
- Méthycentre, premier projet de *power-to-gas* couplé à la méthanisation dont la mise en service est programmée pour 2021 ;
- Hyaunais, projet de *power-to-gas* couplé à une installation de stockage de déchets non dangereux produisant du biogaz et testant la voie biologique de la méthanation.

► GRHYD

Contexte et enjeux

Le projet GRHYD est le premier démonstrateur *power-to-gas* en France sur une maille distribution. Il s'inscrit dans le cadre du programme des Investissements d'Avenir (lancement de l'Appel à Manifestation d'Intérêt « Hydrogène et piles à combustibles »). Il a pour objectif de mesurer la faisabilité et l'intérêt d'une filière de production et de stockage de l'hydrogène vert (jusqu'à 20% en volume) mélangé avec le gaz naturel. Le projet est mené par le Centre de Recherche d'ENGIE (ENGIE Lab CRIGEN) et regroupe 11 partenaires couvrant tous les maillons de la chaîne de valeur : laboratoires (CRIGEN,

CETIAT, CEA, INERIS), équipementiers (ArevaH2Gen, McPhy Energy), exploitant (ENGIE INEO), GRD (GRDF), collectivité locale (Communauté Urbaine de Dunkerque). Le budget total du projet s'élève à 15 M€. Il est cofinancé à hauteur d'environ 15% par l'ADEME. Il a également obtenu le label du pôle de compétitivité Tenerrdis. Le projet comprend un lot piloté par GRDF qui teste l'injection dans le gaz naturel d'une part fixe puis variable d'hydrogène sur un îlot de distribution de gaz naturel d'un quartier neuf de Cappelle-la-Grande, en banlieue de Dunkerque.

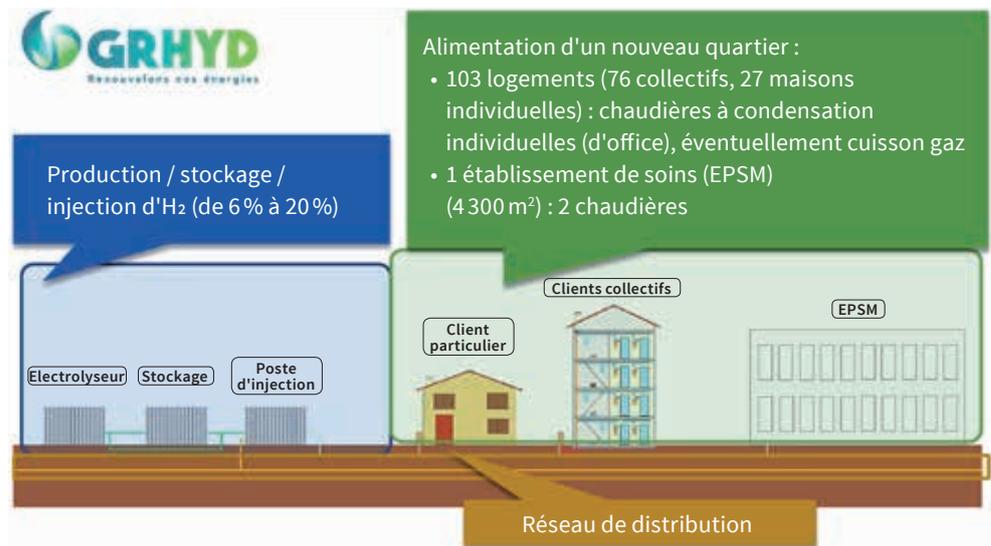


Schéma du projet GRHYD

Le projet a été inauguré officiellement le 11 juin 2018. Une première phase d'études préliminaires et de tests laboratoires s'est achevée fin 2017. Les équipements (électrolyseur, stockage, poste d'injection) ont été construits et livrés au cours de l'année 2017 et début 2018. La période de démonstration à proprement parler a débuté avec l'injection en juin 2018, permettant d'alimenter en

mélange gaz naturel / hydrogène les cent logements, ainsi que la chaufferie d'un établissement tertiaire du nouveau quartier, à des taux variables d'incorporation en hydrogène pouvant atteindre 20% (paliers de 6%, 10%, 20% puis palier avec injection variable entre 0 et 20%). Le passage à 10% devrait intervenir courant 2019.

► JUPITER 1000

Le projet JUPITER 1000 a pour objectif de concevoir, construire et tester une installation pilote *power-to-gas* consistant :

- à produire de l'hydrogène par électrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable disponible sur le réseau électrique ;
- à produire du méthane de synthèse à partir de cet hydrogène en le faisant réagir avec du dioxyde de carbone provenant d'une unité de captage de fumées industrielles ;

Une fois construite, l'installation permettra de réaliser différents tests pendant une période de trois ans afin de valider les rendements des différents éléments, la flexibilité apportée au réseau électrique, la possibilité de gérer l'installation en fonction des prix de marché de l'électricité, sa rentabilité, etc.



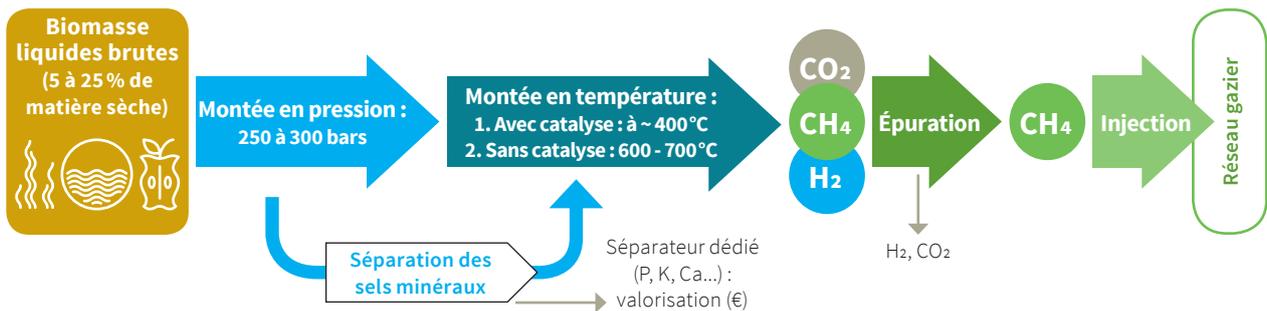
Modélisation du projet Jupiter 1000

Coordonné par GRTgaz, le projet JUPITER 1000 regroupe plusieurs partenaires :

- Le Grand Port de Marseille (GPMM), en charge de la mise à disposition de la plateforme pour le projet, de son accès et de sa viabilisation, ainsi que de la construction de la canalisation de CO₂ entre l'unité de captage et le site ;
- McPhy, en charge de la conception et de la construction des électrolyseurs ;
- Le CEA, pour les tests de réacteurs de méthanation, la conduite des tests et la modélisation technico-économique du démonstrateur ;
- Leroux & Lotz pour la conception et la construction de l'unité de captage de CO₂, qui sera installée sur le site d'Ascométal, à moins de 2 km du site ;
- Atmosstat, pour la conception et la construction de l'unité de méthanation ;
- La CNR, qui fournira l'électricité nécessaire au fonctionnement du site et qui sera également partie prenante des tests.

Teréga et RTE contribuent au financement et apportent aussi leur expertise dans leur domaine.

→ LA GAZÉIFICATION HYDROTHERMALE



L'évolution de la réglementation sur les déchets incite au développement de nouveaux procédés de valorisation. La gazéification hydrothermale, un procédé thermochimique à haute pression et haute température, est une nouvelle technologie pour convertir des biomasses liquides présentant de faible taux en matière sèche (entre 5 et 25%) en un gaz de synthèse riche en méthane, hydrogène et gaz carbonique.

Fonctionnant avec ou sans catalyse, ce procédé permet de convertir plus de 90% du carbone avec une efficacité énergétique d'environ 70%. Ne nécessitant qu'une faible emprise au sol, avec un temps de séjour inférieur à 10 minutes et avec un fonctionnement en continu, le réacteur de gazéification hydrothermale génère, après épuration et mise en conformité, un gaz renouvelable à haute pression ne nécessitant pas d'être comprimé pour être injecté.

Ne produisant pas ou peu de résidus solides, il permet également de récupérer des sels minéraux (phosphore, calcium, potassium) d'une grande pureté, et une eau résiduelle claire et riche en ammonium pouvant générer des revenus complémentaires à la seule production de gaz.

Grâce à ces atouts, la technologie est ainsi capable d'apporter une solution particulièrement intéressante et efficace, aussi bien pour récupérer localement des contenus à plus haute valeur ajoutée que pour valoriser énergétiquement des déchets ou des résidus organiques liquides jusqu'à maintenant peu ou pas valorisés : des résidus ou des déchets de biomasses ou d'effluents issus de différents secteurs industriels (agroalimentaire, papeterie, pharmaceutique, textile, ...), des boues de stations d'épuration (digérées ou non), des résidus de production d'algues, etc.

La gazéification hydrothermale permettra de contribuer à l'atteinte des objectifs français de production de gaz renouvelables et d'économie circulaire en visant des intrants ayant très peu ou pas de valeur de marché pour atteindre un coût de production de gaz le plus compétitif possible.

► UN PREMIER DÉMONSTRATEUR PRÉINDUSTRIEL EN EUROPE :

Le projet de l'entreprise SCW Systems à Alkmar au Pays-Bas vise, après une phase de test avec une première installation unitaire de 2 MWth installée fin 2018, à monter à 10 installations identiques pour atteindre 20 MWth au total.

4.5. La baisse des coûts de la filière biométhane française a portée de main

À travers la Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV), la France s'est fixé un objectif d'intégration de 10% de gaz renouvelable dans sa consommation totale de gaz à horizon 2030. Afin d'atteindre cet objectif, la filière biométhane française devra s'appuyer sur l'ensemble des leviers permettant de renforcer sa compétitivité.

Alors que le Gouvernement vient de publier le projet de Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) qui fixe pour chaque filière énergétique une feuille de route précise, une étude publiée en novembre 2018¹¹ révèle que les coûts de production du biométhane pourront baisser de 30% d'ici à 2030, sous certaines conditions.

Dans cette optique, des acteurs clefs de la filière - GRDF, GRTgaz, le Club Biogaz de l'ATEE¹² et le Syndicat des énergies renouvelables - se sont associés pour élaborer une feuille de route qui identifie les leviers de compétitivité sur lesquels agir en priorité.

L'identification de ces leviers et la quantification de leur impact sur les modèles économiques des unités révèlent un coût de production du biométhane pouvant aller de 65 à 85 €/MWh d'ici 2030, soit une baisse de l'ordre de 30% du coût de production par rapport à la situation actuelle. Une part importante de ces gains de compétitivité et réduction des coûts de production pourra se concrétiser, à travers notamment la diffusion de bonnes pratiques et la montée en puissance d'une filière industrielle française en cours de structuration.

Ces travaux pourront utilement alimenter le Comité Stratégique de Filière (CSF) sur les « Nouveaux systèmes énergétiques » qui constituera un canal privilégié de dialogue avec l'État sur la structuration industrielle de la filière de la méthanisation.

11. L'étude a été conduite par le cabinet ENEA Consulting, société internationale de conseil en stratégie, spécialiste de la transition énergétique et environnementale, et par ASTRADE, bureau d'études reconnu sur la filière méthanisation.

12. ATEE : Association Technique Énergie Environnement

Présentation des acteurs



Principal distributeur de gaz naturel en France, GRDF exploite et développe le réseau de distribution de gaz naturel dans plus de 9500 communes. Propriété des collectivités, ce réseau de près de 200 000 km favorise l'émergence du biométhane. En accompagnant tous les porteurs de projet, GRDF concrétise son engagement à développer des solutions innovantes au service de la transition énergétique des territoires. GRDF réalise les études de faisabilité, les prestations d'injection de biométhane sur le réseau (comptage, contrôle de la qualité et régulation de la pression). Enfin, l'entreprise est en charge du registre des garanties d'origine depuis décembre 2012 (délégation de service publique renouvelée en 2017).



GRTgaz est l'un des leaders européens du transport de gaz naturel et un expert mondial des réseaux et systèmes de transport gazier. En France, GRTgaz possède et exploite plus de 32 500 km de canalisations enterrées et 26 stations de compression pour acheminer le gaz entre fournisseurs et consommateurs (distributeurs ou industriels directement raccordés au réseau de transport). GRTgaz assure des missions de service public pour garantir la continuité d'alimentation des consommateurs et commercialise des services de transport aux utilisateurs du réseau. Acteur de la transition énergétique, GRTgaz investit dans des solutions innovantes pour adapter son réseau et concilier compétitivité, sécurité d'approvisionnement et préservation de l'environnement.



Syndicat professionnel des entreprises gazières municipales et assimilées, il regroupe 29 entreprises locales gazières actives dans la promotion du gaz naturel et du biométhane. Au-delà de leur volonté de pérenniser les exigences de sécurité, de qualité et de continuité qui ont toujours été des composantes essentielles du service public de distribution du gaz, les membres du SPEGNN, conformément aux missions qui leur ont été confiées par les collectivités, sont des acteurs locaux pleinement inscrits dans la transition énergétique.



Le Syndicat des énergies renouvelables regroupe 380 adhérents, représente un chiffre d'affaires de 10 milliards d'euros et plus de 100 000 emplois. Elle est l'organisation professionnelle qui rassemble les acteurs de l'ensemble des filières énergies renouvelables : biomasse (Commission FBE), bois-énergie, biocarburants, biogaz, éolien, énergies marines renouvelables, géothermie, hydroélectricité, pompes à chaleur, solaire photovoltaïque (SOLER), solaire thermique et thermodynamique. Ses missions sont de promouvoir les énergies renouvelables et de défendre les intérêts des professionnels du secteur en développant des filières industrielles dynamiques et durables.



Teréga agit pour rendre l'avenir du gaz visible dès aujourd'hui, en devenant un accélérateur de la Transition Énergétique et un contributeur majeur au modèle énergétique de demain. Implantée historiquement dans la région sud-ouest, carrefour des grands flux gaziers européens, Teréga déploie depuis plus de 70 ans, un savoir-faire d'exception dans le développement d'infrastructures de transport et de stockage de gaz permettant aujourd'hui de concevoir de nouvelles solutions pour répondre aux défis énergétiques français et européens. L'entreprise dispose de plus de 5 000 km de canalisation et 2 stockages souterrains représentant respectivement 16% du réseau de transport de gaz français et 24% des capacités de stockage nationales. Elle a réalisé en 2017, un chiffre d'affaires de 471 M€ et compte plus de 600 collaborateurs. Répondant à ses obligations de service public, Teréga assure également l'acheminement du gaz naturel à destination de plus de 400 postes de livraison, dans les meilleures conditions de sécurité, de coût et de fiabilité.

Ont contribué à cette édition :

GRDF : Ony RABETSIMAMANGA, Bertrand de SINGLY

GRTgaz : Mathieu BARNETO, Mathilde GARRET

SER : Robin APOLIT, Johanna FLAJOLLET-MILLAN, Françoise JOUET, Quitterie VINCENT

SPEGNN : Roger BOCK

Teréga : Grégory BUGLER, Didier MARRON

GRDF - Gaz Réseau Distribution France Société Anonyme au capital de 1 800 745 000 euros / RCS Paris 444 786 511 / www.grdf.fr

GRTgaz Société Anonyme au capital de 538 165 490 euros / RCS Nanterre 440 117 620 / www.grtgaz.com

Syndicat des énergies renouvelables 13-15 rue de la Baume - 75008 Paris / www.enr.fr

SPEGNN - Syndicat Professionnel des Entreprises Gazières municipales et assimilées www.spegnn.org

Teréga Société Anonyme au capital de 17 579 088 euros / RCS Pau 095 580 841 / www.terega.fr

La responsabilité de GRDF - Gaz Réseau Distribution France S.A., de GRTgaz S.A., du Syndicat des énergies renouvelables, du SPEGNN - Syndicat Professionnel des Entreprises Gazières municipales et assimilées, et de Teréga ne saurait être engagée pour les dommages de toute nature, directs ou indirects, résultant de l'utilisation ou de l'exploitation des données et informations contenues dans le présent document, et notamment toute perte d'exploitation, perte financière ou commerciale. Impression sur papier issu de forêts gérées durablement.

