



PANORAMA DU GAZ RENOUVELABLE EN 2015



Préambule

Le développement de la filière méthanisation, et notamment les installations d'injection de gaz renouvelable, constitue un enjeu majeur de la Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) promulguée le 18 août 2015. En effet, cette loi fixe un objectif de 10% de gaz renouvelable dans la consommation finale à horizon 2030. L'adaptation et la gestion des infrastructures de réseau de gaz naturel déjà existantes s'avèrent donc indispensables.

→ LA 1^{ÈRE} ÉDITION CONSACRÉE À L'INJECTION DU GAZ RENOUVELABLE DANS LE RÉSEAU DE GAZ NATUREL FRANÇAIS

La qualité, la visibilité, la concertation et l'innovation constituent des leviers essentiels pour atteindre les objectifs fixés par la France en termes de déploiement des énergies renouvelables. Au regard de ces enjeux et du fort potentiel de développement de cette filière, GRDF, GRTgaz, le SER, SPEGNN et TIGF ont décidé de publier un premier état des lieux détaillé du récent développement des unités d'injection de gaz renouvelable dans les réseaux de gaz naturel, tant à l'échelle nationale que régionale. Ce panorama présente également les projets d'injection de biométhane enregistrés dans la file d'attente. Toutes ces données sont basées sur les sites enregistrés en France¹ par les opérateurs de réseau au 31 décembre 2015. Les unités recensées chez nos voisins européens complètent cette première édition.

→ LA FILIÈRE DE L'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLE CARACTÉRISÉE PAR UN DÉVELOPPEMENT RAPIDE EN 2015

Après une année 2014 marquée par la mise en service de 3 nouveaux postes d'injection de gaz renouvelable dans le réseau de gaz naturel, l'année 2015 a vu émerger 11 nouveaux points d'injection. L'injection de gaz renouvelable dans les réseaux s'élève à près de 80 GWh/an contre 30 GWh/an en 2014, soit une augmentation annuelle de 160%². Cette évolution s'explique par l'investissement de l'ensemble des acteurs de la filière méthanisation ces dernières années, qui ont pu notamment s'appuyer sur des textes réglementaires en vigueur depuis 2011.

Sachant qu'un projet met au minimum 2 à 5 ans pour entrer en service, la filière présente de belles perspectives de croissance. Les acteurs publieront une nouvelle édition chaque année pour suivre la dynamique engagée.

FAITS MARQUANTS

- **Les sites en injection depuis plus de 6 mois respectent largement la quantité contractuelle de biométhane qu'ils s'étaient engagés à injecter, alors même que certains sont saisonnalisés et ne peuvent injecter que des quantités réduites en été.**
- **Période de montée en charge :**
 - Même s'ils connaissent des interruptions d'injection pendant la période de rodage de l'installation (montée en charge), les producteurs apprennent rapidement à compenser tout ou partie des quantités non injectées, par l'injection de débits supérieurs dès que possible
 - 70 à 80% des sites qui injectent atteignent leur débit nominal ou plus dès la mise en service ou dans un délai très court de 3 à 4 semaines
- **La disponibilité moyenne des postes d'injection est de 97,9%**
- **Près des 2/3 des sites en service (hors ordures ménagères) ont demandé une augmentation de capacité**
- **À ce jour, les contrôles ponctuels n'ont jamais, sur aucun site, décelé de non-conformité du biométhane**

Source : Note « Biométhane : retour d'expérience » ; 23/11/2015 (GRDF)

1. À ce jour, aucun projet d'injection de biométhane n'existe dans les DOM-COM et en Corse (opérateurs de réseaux).
2. 1 TWh = 1 000 GWh = 1 000 000 MWh = 1 000 000 000 kWh

→ UN RÉSEAU DE GAZ AU SERVICE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Si 2015 est l'année de la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte, elle est aussi celle des débats sur la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) qui a laissé entrevoir des objectifs ambitieux pour le développement du gaz renouvelable. Ces objectifs s'appuient notamment sur la feuille de route Biométhane 2030 de l'ADEME³, qui prévoit l'injection de 30 TWh de biométhane dans les réseaux de gaz, représentant la consommation énergétique moyenne équivalente à 2 500 000 clients ou de 130 000 bus ou camions roulant au bioGNV⁴.

Ces nouvelles sources d'énergies impliquent une évolution des réseaux de transport et de distribution afin d'intégrer les installations d'injection de gaz renouvelable tout en garantissant la sécurité et la sûreté du réseau de gaz naturel. La filière méthanisation est spécifique dans la mesure où elle rassemble, pour l'approvisionnement des unités, de nombreux et divers acteurs des régions : collectivités, filières agricoles, installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND), stations d'épuration des eaux usées (STEP), ordures ménagères, agroalimentaire, etc.

L'injection de gaz renouvelable dans le réseau de gaz naturel nécessite de la part des opérateurs des réseaux de transport et de distribution de spécialiser leurs équipes dans des secteurs variés : étude de faisabilité, opérations techniques de raccordement, travaux d'interconnexion, gestion des réseaux, exploitation et maintenance d'un poste d'injection. En outre, les acteurs de l'ensemble de la chaîne de valeur de la filière du gaz renouvelable poursuivront leur montée en compétence et créeront de nombreux emplois non délocalisables sur le territoire. Le Club Biogaz de l'ATEE⁵ estime qu'à l'horizon 2020, la filière biogaz dans son ensemble, incluant l'injection et la distribution de biométhane carburant, aura permis la création de plus de 10 000 emplois de développement/construction et de près de 5 000 emplois permanents d'exploitation/maintenance.

Dans le cadre de la mise en œuvre de la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte, le Panorama du gaz renouvelable se veut un nouvel outil d'accompagnement au service de toutes les parties prenantes.

3. Feuille de route Biométhane 2030 de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME).

http://www.greengasgrids.eu/fileadmin/greengas/media/Markets/Roadmaps/D4.1_Roadmap_France_french.pdf

4. Hypothèse : sur la base de 8 200 heures de fonctionnement en année pleine.

Consommation moyenne des clients GRDF = 12 MWh/an et celle d'un bus/camion roulant au bioGNV = 225 MWh/an.

5. ATEE : Association Technique Énergie et Environnement

Sommaire

1. Le biométhane : un gaz renouvelable source d'énergie	5
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	5
1.2. Typologie des sites d'injection de biométhane et des classes d'intrants utilisées pour leur approvisionnement	7

2. Chiffres clés, développement et enjeux de l'injection de biométhane	9
2.1. Chiffres clés	9
2.2. Cadre de développement	10
2.2.1. Contexte économique	10
2.2.2. Cadre réglementaire	13
2.2.3. Cartographie de l'injection de biométhane en Europe	13

3. Parc des installations d'injection de biométhane en France	14
3.1. Caractéristiques du parc raccordé	14
3.2. Répartition régionale du parc de la filière injection biométhane	15
3.3. Production des installations d'injection biométhane	16

4. Les perspectives de croissance de la filière	17
4.1. File d'attente des projets d'injection	17
4.2. Projection du gisement national mobilisable en méthanisation	18
4.3. Prospective : d'autres filières de production de gaz renouvelable	19



1. Le biométhane : un gaz renouvelable source d'énergie

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 70 % 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)⁶, 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). La digestion des 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 », « biométhane carburant » ou encore « bioGNV » lorsqu'il est destiné à alimenter des véhicules. Quel que soit le procédé de production utilisé, cette étape d'épuration est indispensable : on le débarrasse de ses impuretés et de ses composants indésirables comme le dioxyde de carbone, les sulfures d'hydrogènes et l'eau. Une fois épuré et odorisé, le biométhane peut être injecté dans les réseaux de gaz naturel.

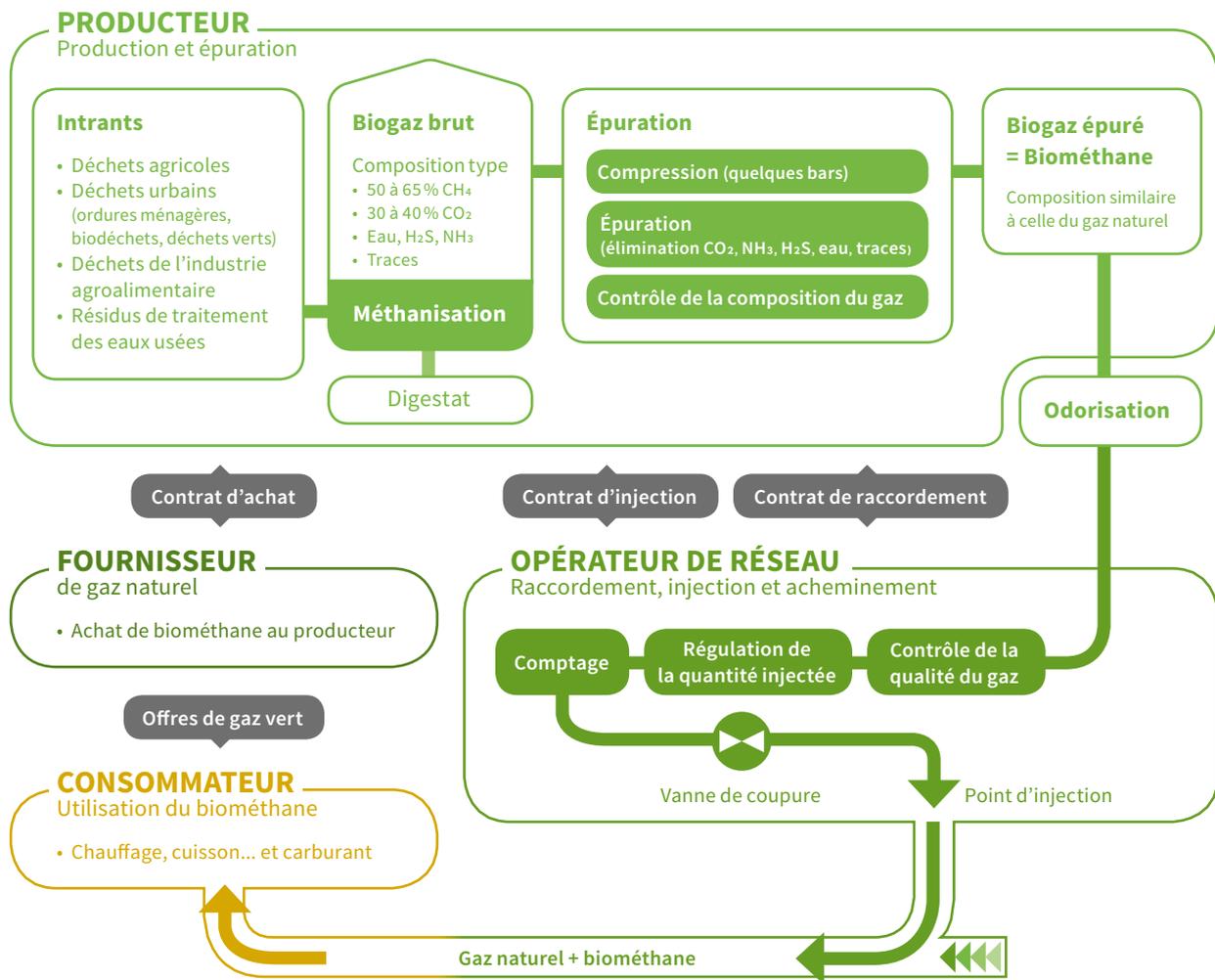
La méthanisation a pour spécificité d'être une filière de production de combustible ou de carburant, mais également une filière alternative de traitement des déchets organiques. En collectant ces déchets pour produire du biométhane, on limite leur impact environnemental en évitant les émissions de Gaz à Effet de Serre (GES) dans l'atmosphère, et en valorisant leur potentiel énergétique. À cet égard, la valorisation carburant du biométhane est considérée par l'ADEME comme une excellente forme de valorisation du biogaz car elle présente un important potentiel de réduction des émissions de GES comparé à des filières classiques de gestion et d'élimination des déchets organiques (compostage, stockage). La production de biogaz génère également un résidu appelé digestat. Engrais organique naturel, il peut être épandu 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 renforce les ambitions attribuées à la filière d'injection de biométhane.

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

De la méthanisation à l'injection : répartition des rôles

Source : GRDF



→ LE BIOMÉTHANE EST AUJOURD'HUI LA PRINCIPALE ÉNERGIE RENOUVELABLE À FORT POTENTIEL DU SECTEUR DU GAZ

À l'horizon 2020, la quantité de biométhane injecté et consommé est évaluée à 4 TWh⁷. Cette évaluation est en ligne avec la valeur qui pourrait être fixée de 6 à 8 TWh de biométhane consommé en 2023, par le Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer suite aux travaux, en 2015, de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE). Une analyse du cycle de vie du biométhane (ACV) réalisée par GRDF et l'ADEME⁷, a démontré que le développement de la filière biométhane permettrait d'éviter l'émission de 750 000 tonnes de CO₂ pour la seule année 2020. En cumulé, l'émission de plus de 2 millions de tonnes de CO₂ équivalent aura été évitée grâce au développement de la filière biométhane à cet horizon. Autrement dit, pour chaque mégawattheure (MWh) de biométhane produit, injecté et consommé, une économie de 188 kilogrammes de CO₂ équivalent est réalisée.

- ▶ L'INJECTION DE BIOMÉTHANE A PERMIS L'ÉCONOMIE DE 15 000 TONNES DE GES EN 2015
- ▶ L'INJECTION DE BIOMÉTHANE PERMETTRAIT L'ÉCONOMIE DE 750 000 TONNES DE GES EN 2020

7. Quantis – ENEA/GRDF – Évaluation des impacts GES de l'injection du biométhane dans les réseaux de gaz naturel – Rapport final – 07/04/2015

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



Site de Létang Biogaz
Commune de Sourdun (Seine-et-Marne)

► 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



Site de Le Champ Fleury
Commune de Liffré (Ille-et-Vilaine)

► 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 % (masse) de matières issues de la ou des exploitations agricoles
- intégrant des déchets du territoire (industrie, STEP, autre)



Site du SYDEME
Commune de Morsbach (Moselle)

► 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



Site de Biovalsan
Commune de Strasbourg (Bas-Rhin)

► BOUES DE STATIONS D'ÉPURATION (STEP)

- urbaines et industrielles

► INSTALLATION DE STOCKAGE DES DÉCHETS NON DANGEREUX (ISDND)

► INDUSTRIEL TERRITORIAL

- porté par un développeur de projet ou un ou plusieurs industriel(s)
- intégrant des déchets du territoire (industrie, STEP, autre)
- méthanisant moins de 50 % (masse) de matières issues de la ou des exploitations agricoles

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

- Effluents d'élevage (lisiers, fumiers)
- Boues et coproduits d'industries agro-alimentaires
- Sous Produits Animaux (SPA)
- Déchets ménagers
- Déchets verts
- Cultures énergétiques
- Cultures Intermédiaires à Vocation Énergétique (CIVE) / Cultures Intermédiaires Pièges À Nitrates (CIPAN)
- Déchets de cultures
- Papiers et cartons
- Autres (boues de STEP, etc.)



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

2.1. Chiffres clés



▶ **PARC DE PRODUCTION DE LA FILIÈRE D'INJECTION DE BIOMÉTHANE AU 31 DÉCEMBRE 2015**

- Les sites d'injection de biométhane ont injecté 82 GWh en 2015 sur le réseau de gaz naturel.
- Le taux de couverture annuel moyen de la consommation de gaz par la production de la filière d'injection de biométhane est proche de 0,02 %. La Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) fixe ce taux à 10% pour 2030.
- Il se compose de 17 sites d'injection au 31 décembre 2015 contre 6 installations début 2015 (+183% en un an). Ces nouveaux sites permettent d'augmenter la capacité maximale installée de 334 %.

▶ **PERSPECTIVES SUR LA BASE DE LA FILE D'ATTENTE DES PROJETS AU 31 DÉCEMBRE 2015 (CF.4.1)**

- Un projet est intégré dans la file d'attente de raccordement 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 voir le jour.
- La file d'attente de raccordement des installations de la filière injection de biométhane s'élève à 3 866 GWh/an, soit 200 projets. Elle correspond à la consommation annuelle moyenne de 320 000 clients ou de 17 000 bus ou camions roulant au bioGNV.

8. Énergie injectée dans le réseau de gaz naturel en 2015

2.2. Cadre de développement

Les objectifs fixés au niveau national et européen en matière de réduction des gaz à effet de serre, d'efficacité énergétique et de développement de la part des énergies renouvelables à l'horizon 2030 dans la consommation totale d'énergie sont importants. Le biométhane injecté dans les réseaux de gaz contribuera à l'atteinte de ces objectifs.

2.2.1. Contexte économique

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. Les producteurs bénéficient ainsi de deux outils économiques essentiels pour leur développement :

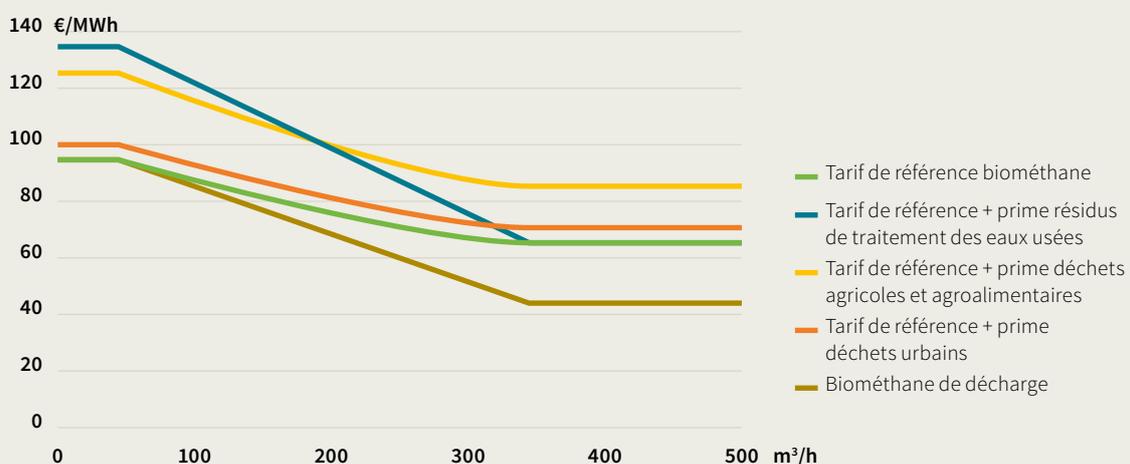
- un tarif d'achat réglementé et garanti pendant 15 ans
- un système de garanties d'origine assurant la traçabilité du biométhane du point d'injection au point de consommation

→ 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. 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 ».

- 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.).

Tarif d'achat du biométhane en fonction du type de déchets et du débit d'injection de l'installation



→ LES GARANTIES D'ORIGINE

Le biométhane injecté dans un réseau est « physiquement » consommé dans une zone proche de son point d'injection. Pour autant, des clients situés n'importe où sur le territoire (collectivité, particulier, industriel, transport...) peuvent souhaiter acheter du « gaz vert » via leur contrat de fourniture. Pour cela, un mécanisme de garanties d'origine (GO) permet de dissocier la consommation physique de la molécule de biométhane, de sa vente contractuelle à un client.

Le dispositif des GO est décrit dans le décret N° 2011-1596 du 21 novembre 2011, articles D446-17 à 24 du code de l'énergie. Il permet de créer un marché des garanties d'origine et d'assurer la traçabilité des transactions liées au biométhane injecté dans les réseaux de gaz (production, échanges contractuels entre fournisseurs et consommation par un client final).

► **1 GARANTIE D'ORIGINE =
1 MÉGAWATTHEURE DE BIOMÉTHANE INJECTÉ**

Le gestionnaire du registre consigne les créations, les transferts, les utilisations de ces garanties d'origine et leur valorisation finale, pour tous les sites de production et les acteurs intervenant sur le registre.

Ce registre garantit que chaque molécule de biométhane a bien été produite suivant des procédés énergétiquement et écologiquement efficaces, à partir d'une ressource renouvelable.

GRDF a répondu à l'appel d'offres du Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer pour créer et gérer le registre des GO et a été retenu dans le cadre d'une mission de Service Public. L'outil est en ligne depuis mars 2013, à disposition des fournisseurs et des pouvoirs publics.

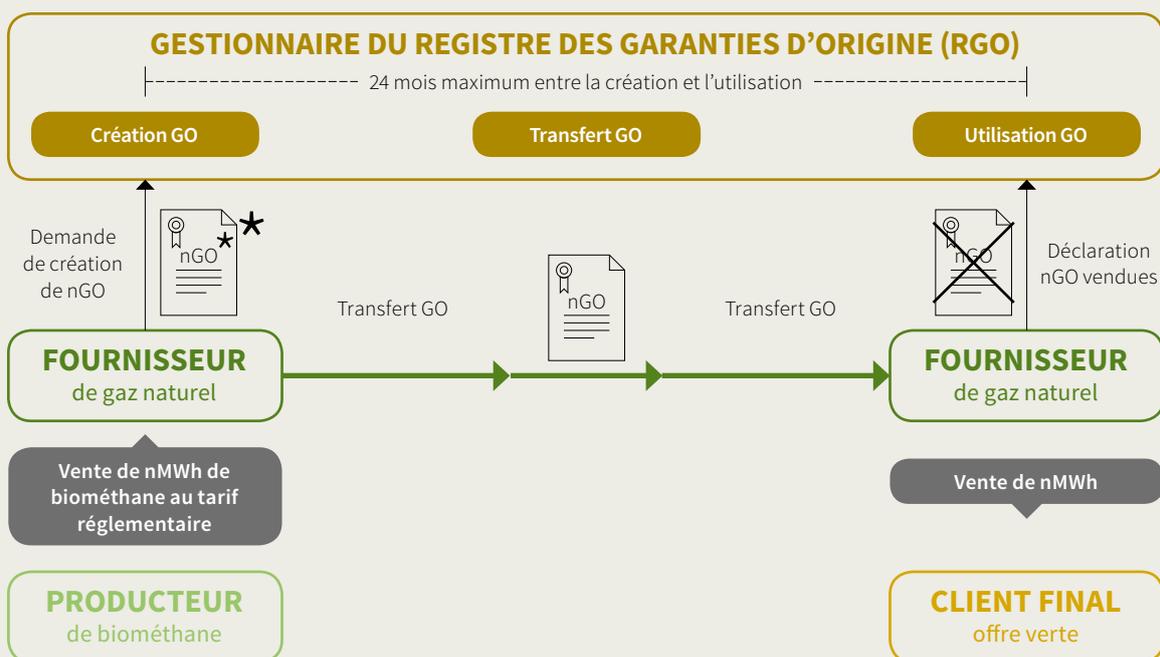
Une fois le biométhane physiquement injecté dans les réseaux, les fournisseurs de gaz ayant signé un contrat d'achat avec le producteur peuvent créer les garanties d'origine dans le registre. Des transactions entre fournisseurs sont ensuite possibles.

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

CHIFFRES CLÉS DU REGISTRE AU 31.12.2015 :

- 7 fournisseurs inscrits et actifs sur le registre, 1 fournisseur en cours d'inscription.
- 13 sites enregistrés dans le registre sur les 17 qui injectent à cette date.
- Depuis la création du registre, 75 % des GO ont été utilisées sous forme de biométhane carburant, et 25 % sous forme de vente à une collectivité pour des usages traditionnels (chauffage, eau chaude, cuisson).

Cycle de vie des Garanties d'Origine (GO)



→ DES MÉCANISMES DE COMPENSATION ASSOCIÉS AUX GARANTIES D'ORIGINE

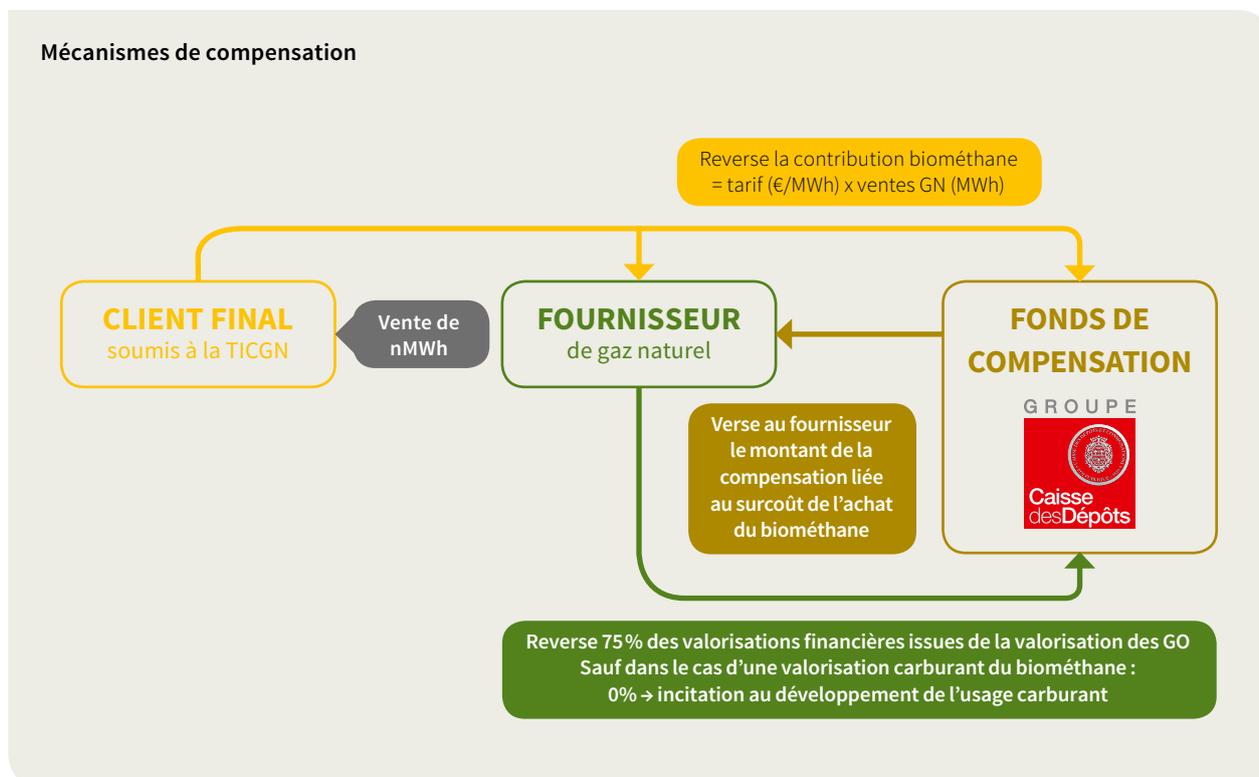
Des mécanismes de compensation ont été mis en place en même temps que le système des garanties d'origine. Ils permettent de dédommager les fournisseurs pour les surcoûts engendrés par l'achat de biométhane, à savoir :

1. le surcoût du biométhane par rapport au prix de gros du gaz naturel
2. le coût de déclaration des garanties d'origine
3. les frais de gestion du Fonds de compensation
4. les frais de gestion des fournisseurs de gaz naturel pour l'achat du biométhane

Ce sont les clients gaz qui alimentent un Fonds de compensation géré par la Caisse des Dépôts et Consignations via le paiement d'une « contribution biométhane » en €/kWh de gaz naturel vendu. Depuis la Loi de Finances 2016, cette contribution biométhane est intégrée à la Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel (TICGN). Le Fonds permet ensuite de compenser financièrement les fournisseurs concernés par des surcoûts liés à l'achat de biométhane.

Il est à noter qu'un mécanisme vertueux adossé aux GO prévoit le reversement, dans le Fonds de compensation, de 75% des bénéfices réalisés par les fournisseurs à la vente de la GO, de manière à réduire les coûts supportés par les clients de gaz redevables de TICGN qui paient pour le développement de la filière biométhane.

Une exception à cette règle existe : en cas de valorisation du biométhane en carburant (bioGNV), les fournisseurs de gaz peuvent conserver l'intégralité des bénéfices liés à la vente des GO. C'est aujourd'hui le seul levier de développement de la filière biométhane carburant, qui, d'après l'ADEME, est la meilleure valorisation du biométhane. Cette valorisation est à privilégier car elle permet la substitution de carburants pétroliers par une énergie renouvelable offrant un excellent bilan CO₂. Tout comme le Gaz Naturel Véhicules, le biométhane carburant permet de réduire, par rapport au gazole, jusqu'à 90% des émissions d'oxydes d'azote (NOx), d'éliminer presque entièrement les émissions de soufre et de particules fines (PM_{2,5}) et enfin, de diviser par deux les émissions sonores du moteur. En fonction de sa concentration dans le GNV, le biométhane permet également de diminuer les émissions de GES de 20 à 97% par rapport à l'essence⁹, combustible fossile.



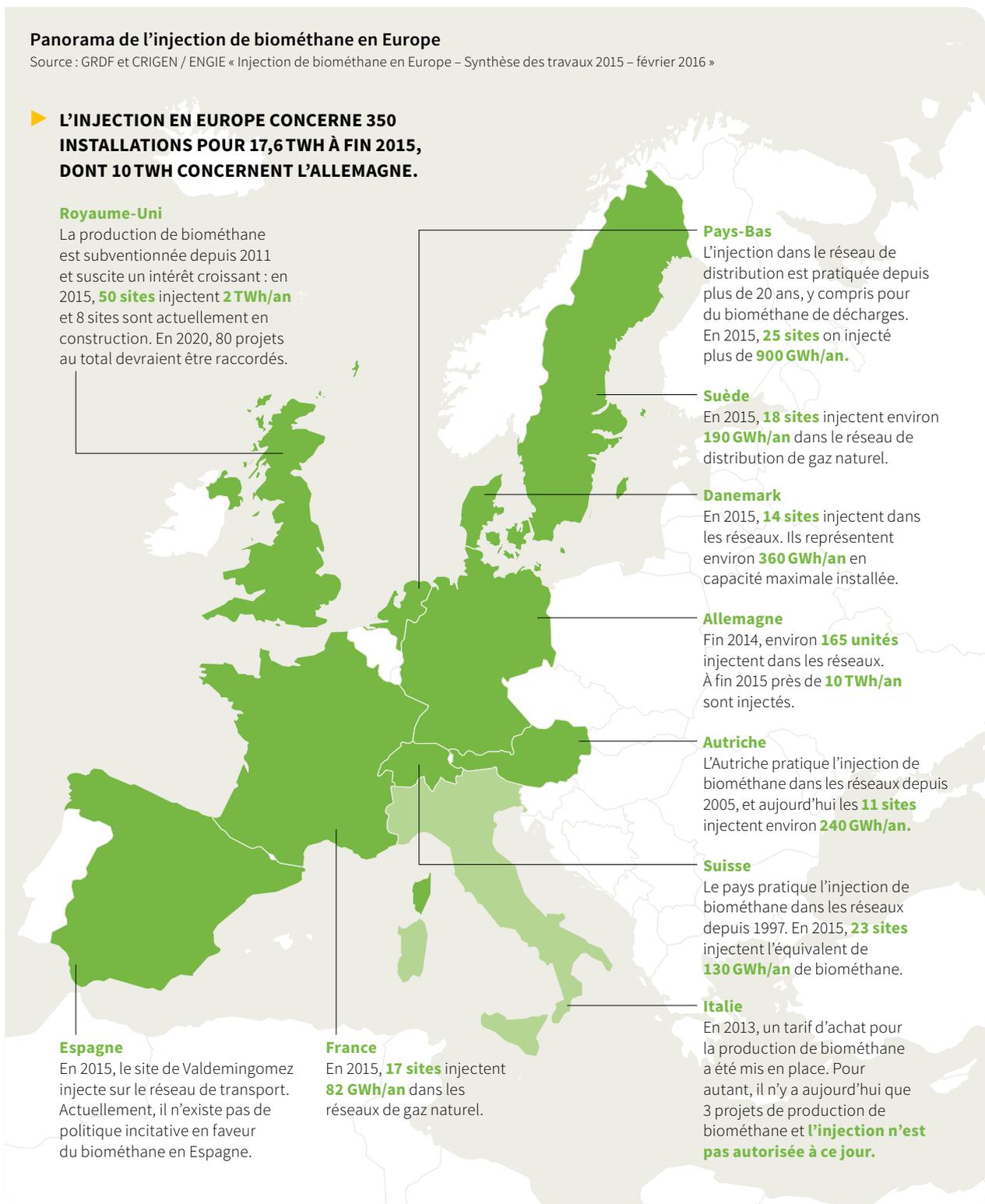
9. Sources : ATEE Club Biogaz « Le bioGNV Un carburant propre et renouvelable pour nos villes » http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/AX5_Etude_bio-methane_carburant_AFG.pdf
« Analyse du Cycle de Vie des modes de valorisation énergétique du biogaz issu de méthanisation de la Fraction Fermentescible des Ordures Ménagères collectée sélectivement en France Rapport Final » - Septembre 2007 - Etude réalisée pour le compte de l'ADEME et de Gaz de France par : RDC-Environnement http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/48358_rapport_acv_biogaz.pdf

2.2.2. Cadre réglementaire

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. Ils ont été complétés en 2013 par les textes sur la « double valorisation » qui permettent de bénéficier des tarifs d'achats liés à la production sur un même site d'électricité et de chaleur et l'injection de biométhane.

En juin 2014, ont été publiés des textes visant à autoriser l'injection du biométhane produit en particulier par la valorisation des résidus issus du traitement des eaux usées et à percevoir un tarif spécifique.

2.2.3. Cartographie de l'injection de biométhane en Europe

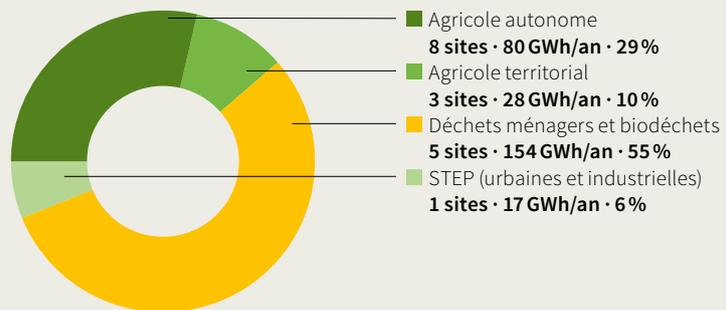


3. Parc des installations d'injection de biométhane en France

3.1. Caractéristiques du parc raccordé

Répartition de la capacité maximale installée totale par nature de site d'injection

Source : gestionnaires de réseaux



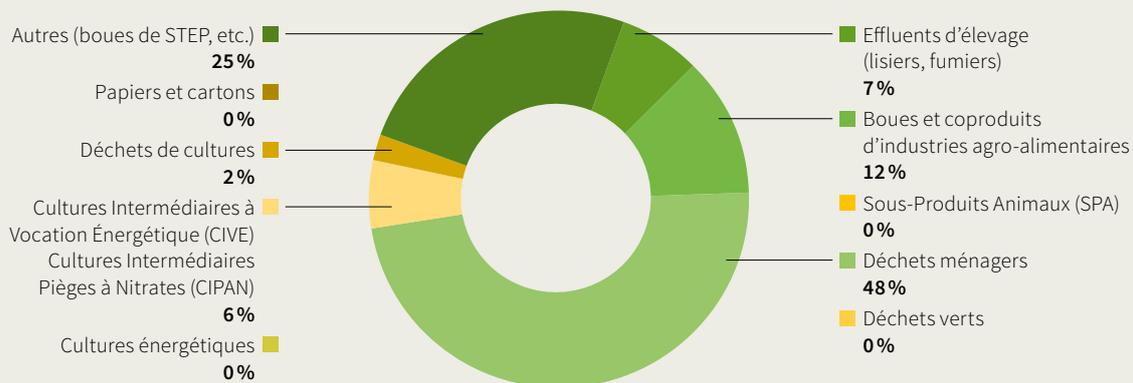
Taille moyenne des installations d'injection de biométhane selon la nature de l'installation, exprimée en capacité maximale de production.

Source : gestionnaires de réseaux



Types d'intrants utilisés dans les unités d'injection en France en 2015

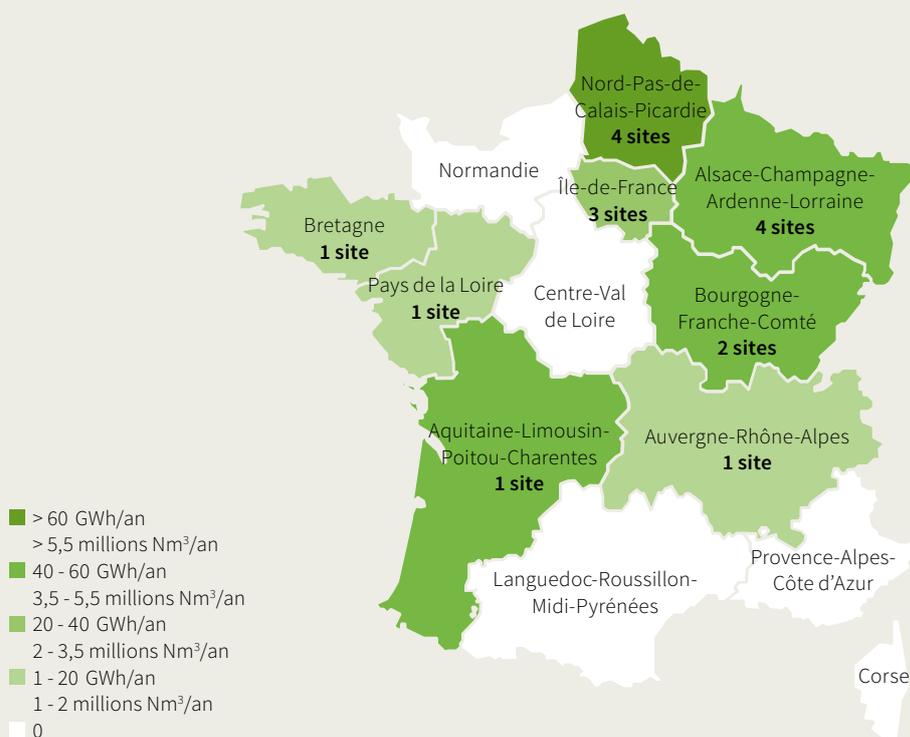
Source : ADEME



3.2. Répartition régionale du parc de la filière injection biométhane

Répartition régionale de la capacité maximale installée par tranche de débit au 31.12.2015

Source : gestionnaires de réseau



QU'EST-CE QU'UN NORMO MÈTRE CUBE ? Nm³ ou m³(n)

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.

Les retours d'expérience montrent un écart de Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS) en kWh/Nm³ du biométhane entre les zones à haut pouvoir calorifique dites « zones H » et 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 obtenu en zone H est de 10,9 kWh/Nm³ et le PCS moyen obtenu en zone B est de 9,8 kWh/Nm³

Source : opérateurs de réseaux

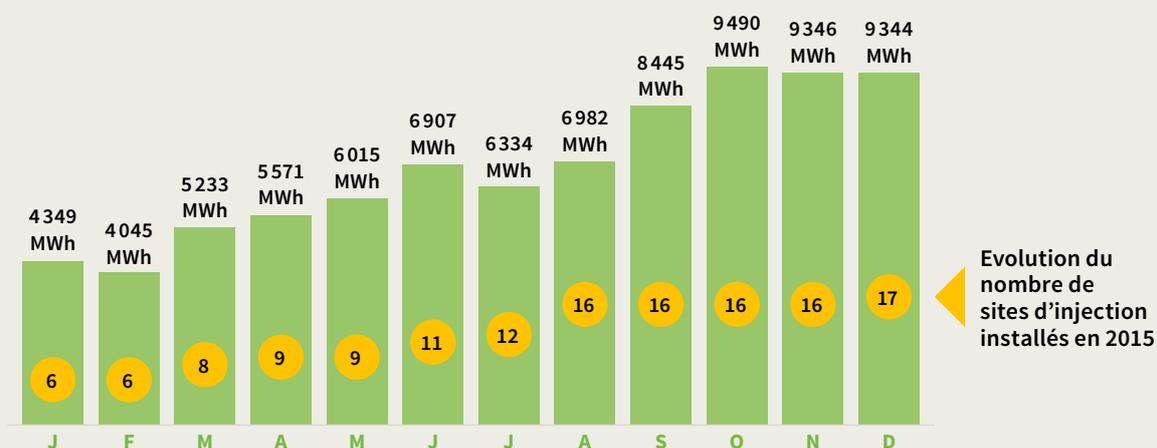
3.3. Production des installations d'injection biométhane

Le tableau ci-dessous présente la production mensuelle des installations d'injection de biométhane sur l'année 2015. La baisse de cette dernière en été est due à la saisonnalité de la consommation.

De plus, le dernier site mis en service a eu un faible impact sur le volume injecté en décembre. En effet, l'installation n'a été opérationnelle qu'en fin de mois.

Production mensuelle des installations d'injection de biométhane sur l'année 2015 (MWh)

Source : gestionnaires de réseaux





4. Les perspectives de croissance de la filière

4.1. File d'attente des projets d'injection

→ LE REGISTRE DE CAPACITÉ

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 leurs phases d'études jusqu'à la production.

En effet, les perspectives de développement de la filière biométhane pourraient conduire à une possible saturation des réseaux de gaz naturel dans lesquels seront injectées les productions. Par ailleurs en fonction de la saison, des types de réseaux auxquels seront raccordés les sites d'injection et de leur nombre, il peut exister un risque de saturation des capacités disponibles pour l'injection.

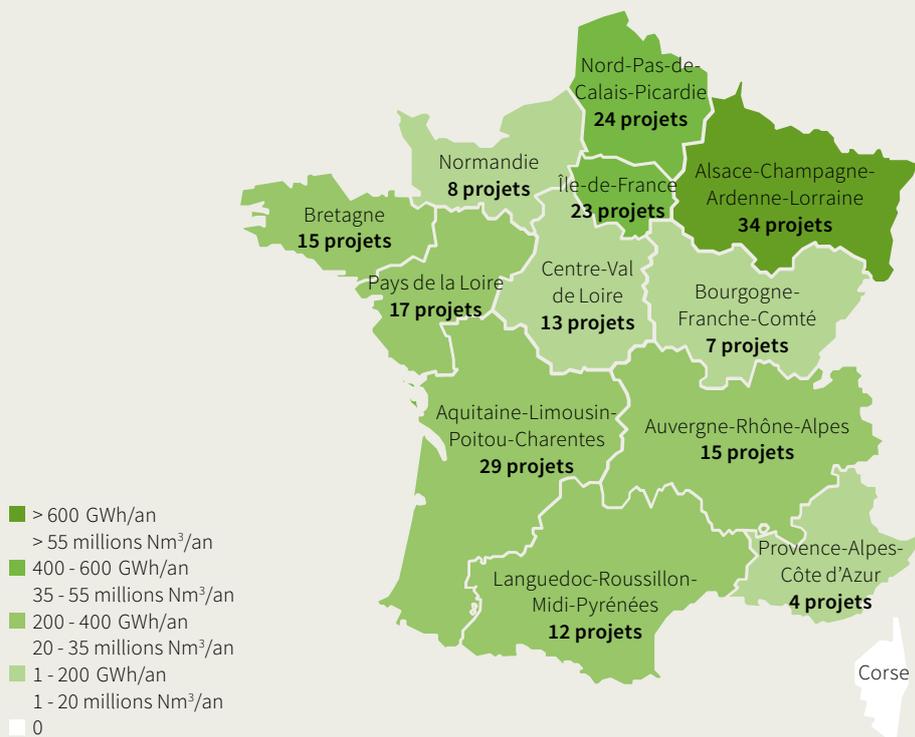
C'est pourquoi il est nécessaire de définir des règles de priorité qui s'appliquent lorsque plusieurs projets souhaitent se raccorder sur une même zone et sont en « concurrence » pour l'obtention des capacités d'injection de la zone.

Le registre des capacités (ou file d'attente) 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 TIGF ont été désignés gestionnaires du registre de gestion des capacités par délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) en date d'avril 2014.

► **LA FILE D'ATTENTE DE RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS DE LA FILIÈRE D'INJECTION DE BIOMÉTHANE S'ÉLÈVE À 3 866 GWh, CE QUI CORRESPOND À LA CONSOMMATION ANNUELLE MOYENNE DE 320 000 CLIENTS OU DE 17 000 BUS OU CAMIONS ROULANT AU BIOGNV.**

Répartition régionale de la capacité maximale installée des projets d'injection de biométhane inscrits dans la file d'attente.

Source : GRTgaz et TIGF



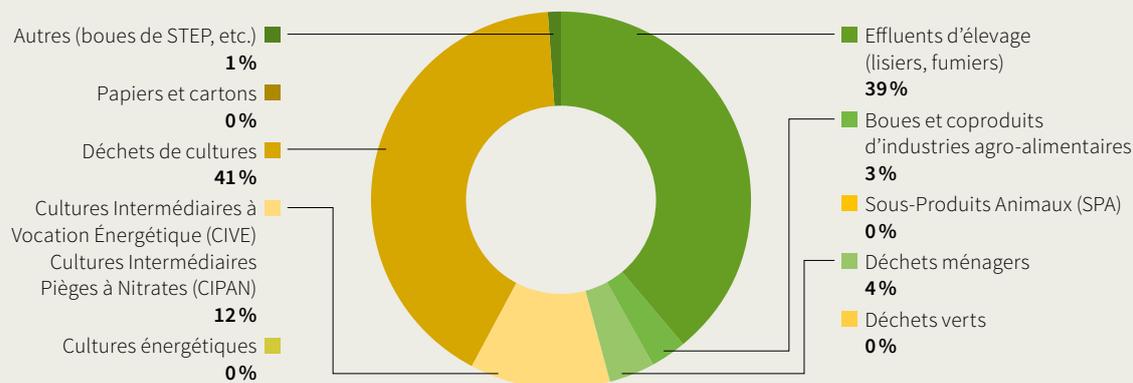
4.2. Projection du gisement national mobilisable en méthanisation

L'ADEME a réalisé en 2013 une étude sur l'« estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation ». Elle montre que le gisement mobilisable à horizon 2030, est constitué de 130 millions de tonnes de matière brute, soit l'équivalent de 56 TWh de biogaz (50 % valorisés en cogénération et 50 % valorisés en injection répartis sur 1 400 unités d'injection).

Répartition du gisement national mobilisable pour la méthanisation par type d'intrants

Source : « Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation » (ADEME - Avril 2013).

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par SOLAGRO et INDDIGO



4.3. Prospective : d'autres filières de production de gaz renouvelable

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

Pour accompagner le déploiement massif des énergies renouvelables électriques et valoriser toute leur production, les technologies de conversion d'électricité en gaz, principe baptisé « Power-to-Gas », constitueront des solutions très intéressantes.

S'appuyant sur l'importante capacité de stockage des infrastructures de gaz (stock en conduite¹⁰ et stockages souterrains), elles visent à transformer l'électricité renouvelable issue par exemple de l'éolien ou du photovoltaïque en dihydrogène par électrolyse de l'eau. Il peut ensuite être injecté dans le réseau de gaz naturel en l'état, ou après conversion en méthane en l'associant à du CO₂ par méthanation. Si l'intérêt du Power-to-Gas est avéré à l'horizon 2030 par les études prospectives¹¹ d'un point de vue énergétique, sa faisabilité technique et économique reste à démontrer. C'est bien l'objectif du projet « GRHYD » dans lequel est notamment impliqué GRDF. Il vise à :

- Évaluer la faisabilité technique de l'injection d'hydrogène dans les réseaux de distribution de gaz
- Évaluer la performance des systèmes de production et de stockage d'hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable excédentaire sur le réseau d'électricité
- Mesurer l'acceptabilité sociale, les résultats économiques et environnementaux liés à cette solution

Le démonstrateur GRHYD sera implanté à Cappelle-la-Grande, dans le département du Nord. L'injection d'hydrogène sera effective à partir de 2017.



Modélisation du site Jupiter 1000

Par ailleurs, GRTgaz a lancé un projet de démonstrateur de Power-to-Gas avec production d'hydrogène et de biométhane de synthèse par méthanation, dénommé « Jupiter 1000 », à Fos-sur-Mer, TIGF est l'un des partenaires de ce projet. Raccordé au réseau de transport de gaz, ce site de production de biométhane de synthèse vise à valoriser les surplus d'électricité renouvelable d'une puissance de 1 MWe et à recycler le CO₂ capté sur un site industriel voisin. Il permettra aussi de tester l'injection directe d'hydrogène, cette fois sur les réseaux de transport. Les premières injections sont prévues en 2018. C'est la première installation de Power-to-Gas à cette échelle en France. Les gestionnaires de réseaux, par leur participation à la réalisation de pilotes et démonstrateurs, anticipent les enjeux liés au besoin de stockage d'électricité renouvelable excédentaire via l'injection d'hydrogène ou de méthane de synthèse renouvelable dans les réseaux.

CHIFFRES CLÉS

Le Power-to-Gas apparaît essentiellement dans les scénarios ambitieux en termes de développement des EnR à partir de 2030, lorsque ces dernières deviendront structurantes dans le fonctionnement des systèmes électriques. Le Power-to-Gas représente :

- Une capacité de stockage de l'électricité renouvelable pouvant atteindre 2 TWh sous forme de biométhane de synthèse en 2030 ;
- Une capacité de stockage de l'électricité renouvelable comprise entre 14 et 46 TWh sous forme de biométhane de synthèse en 2050 ;
- En 2050, les besoins de CO₂ pour la méthanation pourraient être entièrement satisfaits par des sources de CO₂ renouvelables (méthanisation et gazéification de biomasse), mais la solution présente également l'intérêt de pouvoir recycler du CO₂ industriel ;
- En 2050, les installations de Power-to-Gas pourraient également permettre de co-produire entre 5 et 18 TWh de chaleur et entre 3 400 et 11 700 kt d'oxygène.

10. « Analyse du rôle du transport de gaz naturel dans l'économie de l'hydrogène en France », E-Cube Strategy consultants & GRTgaz, mars 2013

11. « PEPS - Étude sur le potentiel de stockage d'énergies », ADEME / ATEE / ARTELYS / DGCIS / ENEA Consulting / G2ELab, novembre 2013

→ LA GAZÉIFICATION

Demain, le processus de gazéification suivi d'une méthanation de la biomasse permettra de transformer d'importantes quantités de biomasse ligneuse en biométhane. Les ressources forestières de la France en font un territoire propice au déploiement de cette technologie. Le potentiel de production se situerait ainsi à 100 TWh en 2020 et jusqu'à 250 TWh en 2050, soit plus de 50% de la consommation actuelle de gaz naturel. La filière est actuellement en phase de démonstration industrielle en France avec une unité pilote dotée de technologies innovantes. Ce projet dénommé Gaya dont la plateforme est en construction à Saint-Fons, dans la Vallée de la chimie, développe une chaîne de démonstrateurs innovants sur l'ensemble de la filière (approvisionnement, gazéification, méthanation, traitement de gaz de synthèse et valorisation carburant du biométhane). Il permettra d'atteindre des rendements et une pertinence environnementale et économique optimale sur l'ensemble de la filière de production de biométhane dit de 2^{ème} génération. Environ 20 ingénieurs et techniciens seront amenés à travailler sur le site.

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

→ LA MÉTHANISATION DES MICRO-ALGUES

À plus long terme, les micro-algues apporteront un nouveau potentiel de production de biométhane. Elles sont cultivées au moyen de procédés industriels qui utilisent la lumière du soleil en recyclant le CO₂, les nitrates et les phosphates émis, par exemple, par une installation industrielle. Elles génèrent alors des composés à haute valeur ajoutée (nutriments, oméga-3...) et peuvent être méthanisées pour produire du biométhane. Cette « troisième génération » de gaz vert intervient ainsi indirectement dans le traitement de certaines pollutions.

Source : Biométhane de micro-algues - 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

gaya 



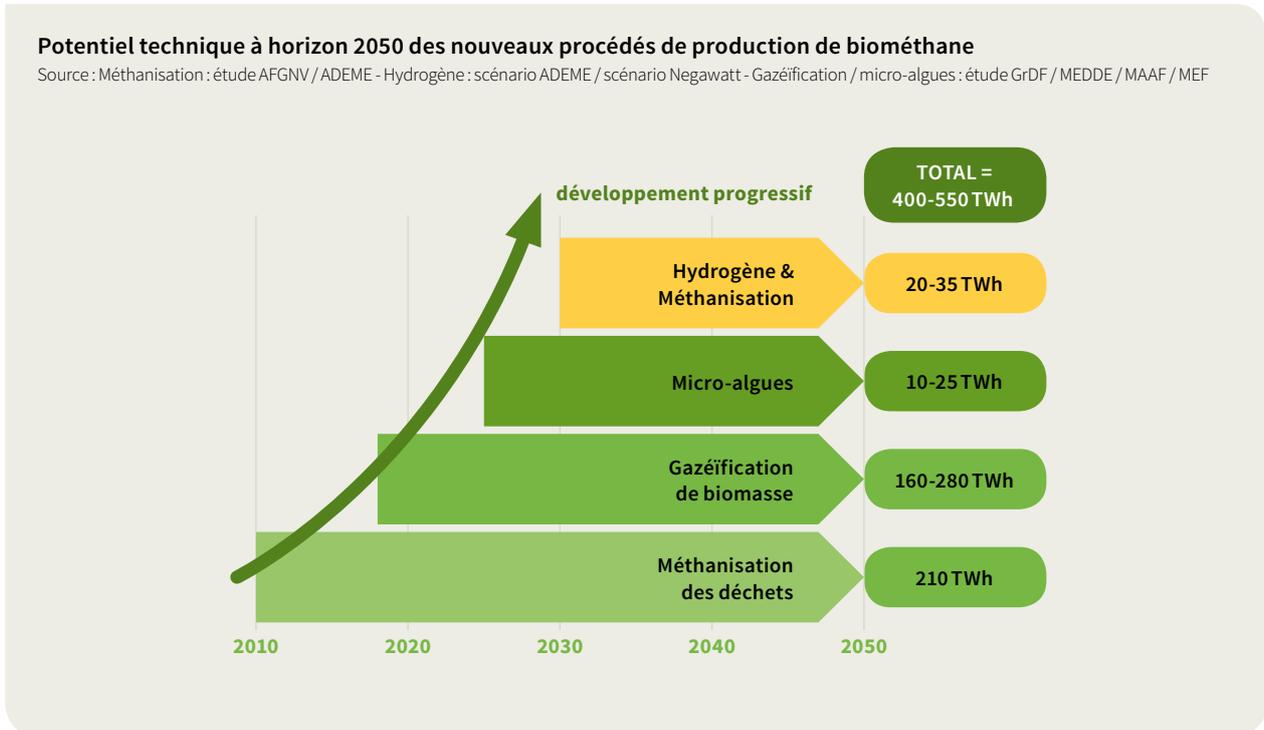
Plateforme du projet Gaya

Le projet GAYA, lancé en 2010, réunit 11 partenaires aux savoir-faire complémentaires, et représente un investissement de 60 M€, soutenu financièrement par l'ADEME à hauteur de 19 M€.

→ GAZ 100 % RENOUELABLE À L'HORIZON 2050 ?

Le potentiel total de ces différentes filières, en incluant la filière méthanisation, est ainsi estimé entre 400 et 550 TWh à horizon 2050. Or, la consommation de gaz en France s'élève à l'heure actuelle à 421 TWh.

Ainsi, on peut imaginer, en l'état actuel des connaissances, des scénarii où le gaz distribué et consommé en France serait 100% renouvelable et local à l'horizon 2050. Le réseau de gaz deviendrait un vecteur de gaz « vert », au bénéfice de la transition énergétique et des ambitions des territoires.



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 200000 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.



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 32300 km de canalisations enterrées et 27 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 80000 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, géothermie, hydroélectricité, pompes à chaleur, solaire photovoltaïque (SOLER), solaire thermique et thermodynamique. Ses missions sont de promouvoir les énergies renouvelables et défendre les intérêts des professionnels du secteur en développant des filières industrielles dynamiques et durables.



TIGF est un acteur gazier européen impliqué dans la vie de son territoire. Pleinement intégrée au tissu industriel, TIGF est une entreprise à taille humaine implantée depuis 70 ans en région Sud-Ouest. Elle a une double vocation : le Transport et le Stockage d'énergie gazière. TIGF achemine le gaz vers les réseaux de distribution publique ainsi que vers les consommateurs industriels du grand Sud-Ouest et vers le reste de la France. TIGF assure les interconnexions qui garantissent la sécurité d'approvisionnement en Europe, dans des conditions de compétitivité, de qualité et de sécurité optimales. L'activité transport permet aux clients expéditeurs d'acheminer des capacités de gaz naturel d'un point à un autre du réseau. Le gaz peut être également consommé sur la zone par des distributions publiques ou des sites industriels directement raccordés au réseau. L'activité stockage régule et adapte les approvisionnements gaziers de l'ensemble du réseau de TIGF et d'une partie des réseaux français. Au cœur des interconnexions entre la France et l'Espagne, à mi-chemin entre les réserves de gaz de la mer du Nord et celles d'Algérie, TIGF occupe une situation stratégique en Europe.

Glossaire

Capacité maximale : représente le potentiel de production de l'ensemble des équipements installés (ou raccordés) sur un territoire donné (national ou régional). Cet indicateur est souvent exprimé en mégawatheure par an (unité de débit pour le gaz) ou en normo mètre cube. Il est également désigné par les termes « capacité installée » et « puissance installée ».

Client : désigne une personne physique titulaire d'un Compte Utilisateur, représentant un fournisseur ou un tiers.

EnR : Energies Renouvelables. Ce sont des sources d'énergies dont le renouvellement naturel est assez rapide pour qu'elles puissent être considérées comme inépuisables. Ce document s'intéresse à la filière du gaz renouvelable et principalement de biométhane.

Gestionnaire du registre des GO : désigne la personne morale en charge de la mise en œuvre et de l'exploitation du registre de garantie d'origine. Elle est désignée par une procédure de délégation de service public pour une durée de 5 ans. GRDF est l'actuel gestionnaire du registre.

GES : Gaz à Effet de Serre.

GO : désigne une Garantie d'Origine de biométhane, (ou attestation de Garantie d'Origine de biométhane) telle que définie par le décret n° 2011-1596 du 21 novembre 2011. Une attestation de Garantie d'Origine est émise par unité d'énergie injectée, fixée à 1 MWh.

GRD & GRT : gestionnaires des réseaux de distribution et de transport de gaz naturel.

LTECV : Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte.

PCS : Pouvoir Calorifique Supérieur.

PPE : Programmation Pluriannuelle de l'Énergie.

Site : désigne le site Internet sécurisé édité et exploité par le gestionnaire du registre, accessible notamment depuis l'adresse URL <https://gobiomethane.grdf.fr/> et/ou toute URL venant s'y substituer, permettant aux Utilisateurs de bénéficier des Services.

Taux de couverture : c'est le rapport de la production (de gaz renouvelable ici) sur la consommation intérieure brute sur une période. Cet indicateur rend compte de la couverture de la demande par la production de gaz renouvelable.

TICGN : Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel.

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.com

TIGF - Transport et Infrastructures Gaz France Société Anonyme au capital de 17 579 088 euros / RCS Pau 095 580 841 / www.tigf.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 TIGF - Transport et Infrastructures Gaz France S.A. 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.

