



PANORAMA DES **GAZ RENOUVELABLES** EN 2021



Préambule

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

Cette 7^{ème} édition du « Panorama des gaz renouvelables » est une actualisation des données des opérateurs de réseaux enregistrées en France¹ au 31 décembre 2021, présentées sous forme d'infographies. Toutes les informations sont mises en regard des ambitions françaises de production des gaz renouvelables pour les années à venir. Ce panorama comprend également les actualités de la filière, les aspects économiques et réglementaires, un volet européen et la présentation des projets d'injection de biométhane.

En 2021, le parc a doublé les quantités de production effectivement injectées dans le réseau de gaz français, pour atteindre 4,3 TWh fin 2021, contre 2,2 TWh fin 2020. L'injection effective représente 9,2 % de son objectif 2030, c'est à dire 10 % de gaz renouvelable à atteindre dans la consommation totale de gaz. La capacité maximale annuelle d'injection atteint, quant à elle, 6,4 TWh fin 2021, contre 3,9 TWh fin 2020. L'écart entre quantités injectées et capacités maximales installées provient du temps de fonctionnement limité et de la montée en charge des 151 installations qui ont été mises en service tout au long de l'année.

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, sobriété énergétique, fin des tarifs en cogénération, 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, gazéification hydrothermale, power to gas, etc.).



© Thierry Martrou / GRDF

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

Le message des opérateurs de réseaux de distribution et de transport

À l'heure où se boucle ce panorama des gaz renouvelables, la dépendance de l'Europe aux importations de gaz russe est devenue un enjeu de souveraineté et de résilience. Filière d'énergie renouvelable française, les gaz renouvelables constituent une solution évidente pour réduire notre dépendance énergétique, une solution d'autant plus crédible que la filière réussit à devancer les objectifs fixés par la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie. La filière biométhane, en développement depuis 10 ans, participe déjà à l'indépendance énergétique de la France, avec une capacité d'injection installée qui, en 2022, sera capable de couvrir à minima 2 % de la consommation de gaz. Une volonté politique forte permettrait tout à la fois de réaffirmer notre souveraineté énergétique et d'accélérer la transition écologique.

► LA MÉTHANISATION : UNE DYNAMIQUE À AMPLIFIER RAPIDEMENT

Avec plus de 150 sites de production de biométhane mis en service en 2021, la filière totalise 6,4 TWh de capacités d'injection fin 2021 et a déjà dépassé l'objectif de la PPE de 6 TWh de biométhane injecté pour 2023.

La filière continue à structurer son développement et à lancer de nombreuses initiatives engageant tous les acteurs de la chaîne de valeur : labellisation, contrats de progrès, formations, etc.

La mise en œuvre du droit à l'injection s'est renforcée en 2021. A ainsi été sécurisé l'exutoire que représentent les réseaux gaziers pour les porteurs de projet pour un volume potentiel jusqu'à 33 TWh de biométhane réparti sur près de 300 zones de raccordement.

Plus de 1000 projets sont en cours de développement et pourraient permettre de produire plus de 25 TWh d'ici quelques années. Pour autant, les incertitudes identifiées dans la précédente édition du panorama se sont confirmées : seulement un peu plus de 70 projets ont fait l'objet d'une étude détaillée de raccordement en 2021, loin des 350 réalisées en 2019.

Pour éviter que cette décroissance ne conduise à un coup d'arrêt du développement de la filière, il est urgent d'engager la mise en œuvre opérationnelle des nouveaux dispositifs de soutien, notamment celui des certificats de production de biogaz et les appels d'offre pour les installations de plus de 25 GWh/an. Ces dispositifs prennent aujourd'hui tout leur sens tant la méthanisation est un levier stratégique en faveur de l'atteinte des objectifs de neutralité carbone, de résilience et d'indépendance énergétique de la France. Et sans attendre ces dispositifs relais, plusieurs mesures peuvent permettre une augmentation des volumes de gaz renouvelable injectés à court terme, comme la prolongation de deux ans des contrats d'achat actuels (fragilisés par les crises sanitaire et des matières premières) ou le déplaçonnement temporaire des capacités de production déjà en service.

► LES AUTRES GAZ RENOUVELABLES MONTENT EN PUISSANCE ET ATTENDENT DES AVANCÉES CONCRÈTES DE LA PART DES POUVOIRS PUBLICS

Les mesures concernant la production et l'usage de l'hydrogène (H₂), annoncées dans le cadre des plans de relance France Relance et France 2030 reflètent la forte ambition de la France pour le développement de l'hydrogène. L'ordonnance relative à l'H₂ publiée en février 2021 constitue une avancée notable, même si les mécanismes précis de certification et de traçabilité de l'H₂ restent à définir pour apporter une meilleure visibilité aux porteurs de projets. Les appels à projets pour soutenir la production d'H₂ renouvelable et bas-carbone par électrolyse sont également fortement attendus.

En parallèle, les filières pyrogazéification pour injection et gazéification hydrothermale proposent des solutions concrètes et locales aux problématiques de valorisation des déchets solides ou liquides. Plus d'une quinzaine de projets ou expérimentations de pyrogazéification sont déjà publiquement annoncés. Pour poursuivre cette dynamique et concrétiser ce potentiel, il est important que soient rapidement mis en œuvre les dispositifs de soutien adaptés à ces technologies. Le mécanisme des contrats d'expérimentation, qui permet de soutenir des filières innovantes de production de biogaz est une première étape. Il devra être complété par d'autres approches pour soutenir la valorisation sous forme de gaz des Combustibles Solides de Récupération (CSR).

Les opérateurs des infrastructures gazières poursuivent leur action pour un développement durable des filières de production des gaz renouvelables. Acteurs de service public en charge de la planification, ils participent activement aux réflexions engagées dans le cadre de la révision de la Stratégie Française pour l'Énergie et le Climat (SFEC) et de la réponse à la crise ukrainienne. Ils restent pleinement mobilisés pour accompagner le développement des projets, notamment soutenir leur acceptabilité, et ainsi offrir grâce aux gaz renouvelables des solutions efficaces et abordables pour les particuliers, entreprises et collectivités.

Table des matières

1.	Le biométhane : un gaz renouvelable essentiel	3
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	3
1.2.	Typologie des sites d'injection de biométhane et des classes d'intrants utilisés pour leur approvisionnement	6
2.	Chiffres clés et parc des installations d'injection de biométhane en France	8
2.1.	Parc de production de la filière d'injection de biométhane au 31 décembre 2021	8
2.2.	Caractéristiques du parc raccordé	9
2.3.	Répartition régionale du parc	10
2.4.	Production des installations	11
2.5.	Réservations de capacités d'injection au 31 décembre 2021	12
2.6.	Cartographie de la production de biométhane en Europe	15
	FOCUS SUR LA MOBILITÉ	16
3.	Cadre réglementaire	17
3.1.	Le tarif d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz	18
3.2.	Le dispositif des garanties d'origine : garantir la traçabilité du biométhane	19
3.3.	Le mécanisme de compensation associé aux tarifs d'achat	20
4.	La mise en œuvre du droit à l'injection	21
5.	Nouvelles voies de production de gaz renouvelables	23
5.1.	La pyrogazéification de résidus solides	24
5.2.	Hydrogène et méthanation	26
5.3.	La gazéification hydrothermale	27



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 méthanisation est un procédé de production de biogaz. Plus précisément, 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)², etc. Une fois collectés et transportés 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.

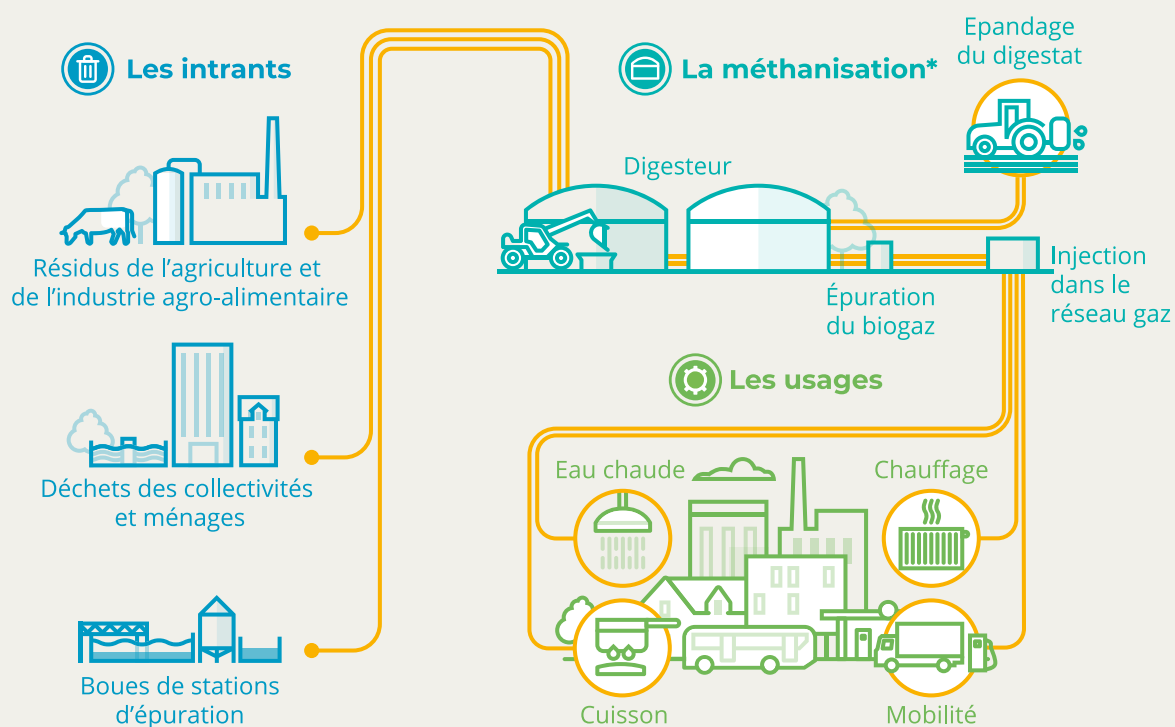
La méthanisation a pour spécificité d'être une filière de production de combustible ou de carburant, mais aussi une filière alternative de traitement des déchets organiques. En collectant ces déchets pour produire du biométhane, on limite leur impact environnemental en évitant les émissions de gaz à 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) a fixé depuis 2015 un objectif plancher de production représentant 10% de la consommation de gaz en 2030, ce qui représente 39 à 42 TWh. Le Comité prospectif de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) avait conclu en 2019 que cet objectif était déjà réaliste et atteignable.

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

De la méthanisation à l'injection : les étapes clés

Source : GRDF

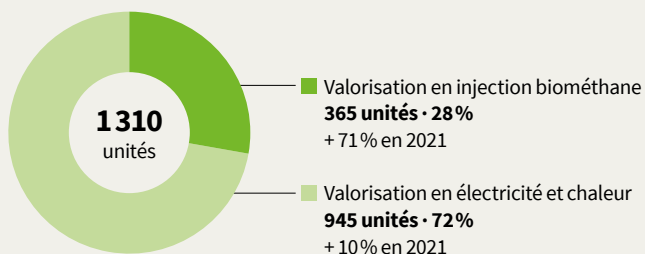


* Dégradation de la partie fermentescible des intrants, en l'absence d'oxygène, pour produire du biogaz.

Unités de production de gaz renouvelables par valorisation en France (2021)

Source : ODRé, décembre 2021 & Tableau de bord du MTES au 31 décembre 2021

Fin 2021, la France compte plus de 1300 unités de production de biogaz dont 28 % le valorisent sous forme de biométhane injecté dans les réseaux de gaz.



► **SÉCURITÉ ET PROFESSIONNALISATION :**
UNE AMÉLIORATION CONTINUE DE LA FILIÈRE, EN PARALLÈLE DE SON DÉVELOPPEMENT

Le développement de la méthanisation est encadré par la réglementation sur les Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE) qui définit les exigences applicables pour prévenir ou réduire les risques et les nuisances potentiellement liés à l'exploitation d'une installation. Les acteurs de la filière s'inscrivent pleinement dans le cadre donné et portent une attention particulière aux conditions de sécurité de l'activité vis-à-vis des riverains et des travailleurs sur les sites. Les porteurs de projet et exploitants doivent notamment s'assurer de la qualité de la conception de l'installation, veiller aux conditions d'exploitation et à leur pertinence, mais aussi assurer un suivi et une maintenance rigoureuse des installations.

La Direction Générale de la Prévention des Risques (DGPR) du Ministère de la Transition écologique répertorie les événements (incidents et accidents) qui ont ou auraient pu porter atteinte à la santé ou la sécurité publiques, l'agriculture, la nature et l'environnement. Ces événements sont recensés depuis 1992 dans la base de données ARIA³, via le Bureau d'Analyse des Risques et Pollutions Industriels (BARPI), sur la base des remontées d'informations des inspecteurs de l'environnement, des services de secours, des exploitants et de la presse.

Regroupant plus de 49 000 événements survenus en France, ARIA est la seule base d'information officielle en matière d'accidentologie des installations classées.

Le nombre d'événements imputés aux installations de méthanisation tend à baisser si on le rapporte au nombre d'unités en fonctionnement.

L'analyse des informations de ARIA permet de mettre en lumière que 70 événements concernant la filière méthanisation (rubrique ICPE 2781) sont survenus ces cinq dernières années (2017-2021), soit une moyenne de moins de 15 événements par an. Le nombre d'événements enregistrés dans ARIA est orienté à la baisse lorsqu'on le rapporte au nombre d'unités en fonctionnement.

De façon approfondie, l'analyse de ces 70 événements montre que la majorité d'entre eux est de faible gravité, avec 14 événements classés « 1 » sur l'échelle des impacts environnementaux (et aucun au-dessus) ; et sur l'échelle des impacts humains et sociaux, 2 événements classés « 1 » et 1 seul événement classé « 6 » (incident de Châteaulin).

Le retour d'expérience de l'accidentologie de la méthanisation a conduit à plusieurs évolutions qui contribueront à inscrire la filière méthanisation dans un développement exemplaire et durable :

- Les arrêtés de prescriptions générales applicables aux installations de méthanisation, publiés au Journal Officiel n°015 du 30/06/2021, contiennent de nombreuses nouveautés sur les règles de conception et d'exploitation des installations, qui renforcent les dispositions liées à la gestion des risques de pollution des milieux et des risques d'incendie et d'explosion.
- La publication d'un recueil de bonnes pratiques agricoles par l'Institut national de l'environnement industriel et des risques (INERIS) vise à apporter des informations concrètes aux exploitants, aux concepteurs d'installations et aux inspecteurs des installations classées sur les exigences réglementaires, les difficultés rencontrées dans leur mise en œuvre et les bonnes pratiques observées sur le terrain.
- Le label Qualiméthas®, déployé début 2020 sous l'impulsion de l'ATEE, permet aux acteurs engagés dans une démarche qualité de leur installation de méthanisation de faire reconnaître leurs bonnes pratiques via un processus indépendant et reconnu par les pouvoirs publics, et ce afin de pouvoir atteindre les objectifs fixés par la loi.
- La récente mise en place du « Contrat de progrès méthanisation » illustre la volonté de la filière d'aller plus loin pour accompagner de façon durable l'essor de la méthanisation, en permettant aux exploitations qui le souhaitent de s'engager dans une démarche d'amélioration continue via des actions spécifiques, adaptées à leur site et au contexte local.

L'ensemble de la filière méthanisation continue de se mobiliser pour permettre l'acceptabilité des projets dans les territoires à la hauteur des attentes sociétales.

3. Source : <https://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/le-barpi/la-base-de-donnees-aria/>

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

→ TYPOLOGIE DES SITES D'INJECTION DE BIOMÉTHANE⁴



► AGRICOLE AUTONOME

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



► AGRICOLE TERRITORIAL

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



► INDUSTRIEL TERRITORIAL

- porté par un développeur de projet ou par un ou plusieurs industriels
- intégrant des déchets du territoire (industrie, STEP, autres)
- 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 les biodéchets collectés sélectivement ou traitant la fraction organique des ordures ménagères triées en usine



► BOUES DE STATIONS D'ÉPURATION (STEP)

- installations de méthanisation associées à un processus de traitement des eaux usées urbaines ou industrielles



► INSTALLATION DE STOCKAGE DES DÉCHETS NON DANGEREUX (ISDND)

- les ISDND éliminent les déchets non dangereux qui ne peuvent être valorisés par ailleurs
- captage du méthane produit par la décomposition des déchets

4. MéthaFrance Portail National de la Méthanisation « Les typologies des installations » : <https://www.methafrance.fr/la-methanisation-en-france/les-installations-de-methanisation>

→ PRÉSENTATION DES DIFFÉRENTES CLASSES DE MATIÈRES ORGANIQUES UTILISÉES POUR LA PRODUCTION DE BIOMÉTHANE⁵

Plusieurs types de matières organiques, aussi appelés intrants, peuvent être utilisés afin de faire fonctionner une unité de méthanisation.

► EFFLUENTS D'ÉLEVAGE

Les lisiers (composés des déjections liquides et solides des animaux) et les fumiers (mélange du lisier avec la litière des animaux) 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

Ce sont les déchets du milieu agricole provenant des cultures (canne à maïs).

► CULTURES ÉNERGÉTIQUES DÉDIÉES ET ALIMENTAIRES⁶

Ce sont des cultures destinées essentiellement à de la production d'énergie. La réglementation limite strictement leur utilisation dans les unités de méthanisation, afin de limiter la concurrence entre la production d'énergie et l'alimentation.

► CULTURES INTERMÉDIAIRES À VOCATION ÉNERGÉTIQUE / CULTURES INTERMÉDIAIRES PIÈGE À NITRATES

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.

► BOUES ET COPRODUITS D'INDUSTRIES AGROALIMENTAIRES

Les industries agroalimentaires génèrent toutes sortes de matières 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 cette matière est valorisée autrement qu'en produit final, on l'appelle « coproduit ». Les boues d'origine agroindustrielles sont des matières liquides provenant des abattoirs, laiteries, fromageries, biscuiteries, brasseries, conserveries, etc.

► SOUS-PRODUITS ANIMAUX

Le règlement européen (CE) n°1069/2009 classe les déchets d'origine animale 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.)

Ensemble des autres intrants, dont les boues traitées dans les stations d'épuration des eaux usées urbaines.



5. MéthaFrance Portail National de la Méthanisation « Les matières organiques utilisées » :

<https://www.methafrance.fr/la-methanisation-en-france/les-matieres-organiques>

6. Ces intrants sont strictement réglementés, notamment par le décret n° 2016-929 du 7 juillet 2016 qui fixe des seuils maximaux d'approvisionnement des installations de méthanisation. Ainsi, les installations de méthanisation de déchets non dangereux ou de matières végétales brutes peuvent être approvisionnées par des cultures alimentaires ou énergétiques à hauteur de 15% du tonnage brut total des intrants par année civile. Des dérogations à cette règle peuvent être accordées pour l'approvisionnement de ces installations de méthanisation lorsqu'il s'agit de cultures alimentaires ou énergétiques cultivées à titre de cultures principales provenant de zones reconnues contaminées, notamment par des métaux lourds, et définies par arrêté préfectoral relatif à des restrictions d'utilisation et de mise sur le marché pour raisons sanitaires des productions agricoles végétales issues de ces zones contaminées.



2. Chiffres clés et parc des installations d'injection de biométhane en France

2.1. Parc de production de la filière d'injection de biométhane au 31 décembre 2021

6 417 GWh/an
parc raccordé en
biométhane
+ 64 % en 2021

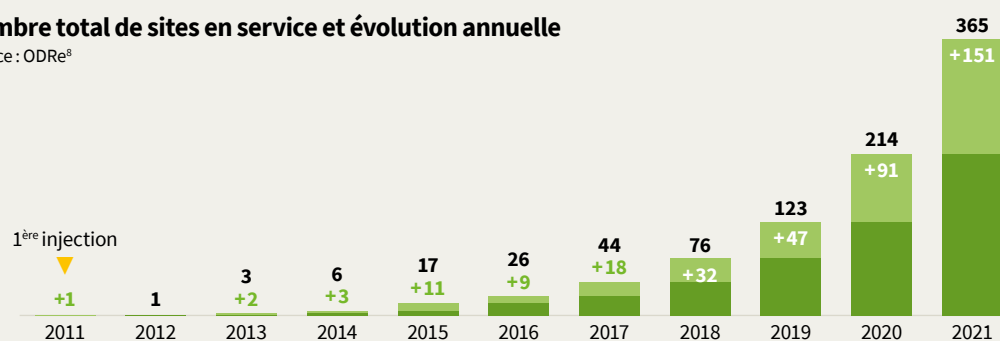
365
sites d'injection
biométhane
+ 71 % en 2021

4 337 GWh
de production
renouvelable⁷
+ 97 % en 2021

0,92 % de la
consommation
de gaz naturel
+ 85 % en 2021

Nombre total de sites en service et évolution annuelle

Source : ODRé⁸



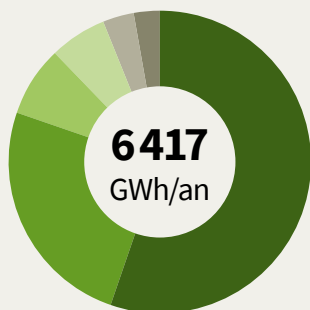
7. Énergie injectée dans le réseau de gaz naturel en 2021 ; soit l'équivalent d'environ 362 000 foyers ou 19 200 camions/bus.

8. Source : https://opendata.reseaux-energies.fr/explore/dataset/points-dinjection-de-biomethane-en-france/information/?disjunctive.site&disjunctive.departement&disjunctive.region&disjunctive.type_de_reseau&disjunctive.grx_demandeur&disjunctive.nom_epci&disjunctive.region_du_pitdpitp&disjunctive.departement_pitdpitp

2.2. Caractéristiques du parc raccordé

Répartition de la production annuelle prévisionnelle⁹ installée totale par nature de site d'injection au 31 décembre 2021

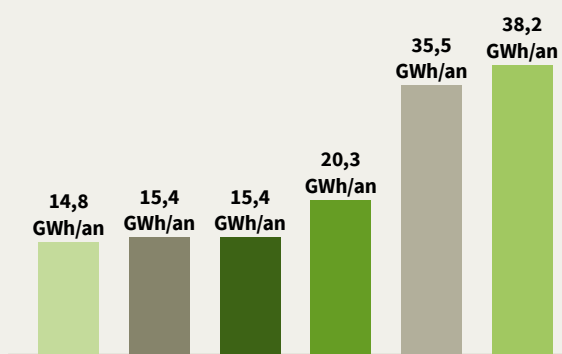
Source : ODRé à date du 31 décembre 2021



Agricole autonome	230 sites • 3 549 GWh/an • 55%
Agricole territorial	79 sites • 1 604 GWh/an • 25%
Industriel territorial	13 sites • 497 GWh/an • 8%
Boues de stations d'épuration (STEP)	26 sites • 384 GWh/an • 6%
Déchets ménagers et biodéchets	6 sites • 213 GWh/an • 3%
Installation de stockage des déchets non dangereux (ISDND)	11 sites • 170 GWh/an • 3%

Taille moyenne des installations d'injection de biométhane selon la nature de l'installation, exprimée en production annuelle prévisionnelle⁹ au 31 décembre 2021

Source : ODRé à date du 31 décembre 2021



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



© Thierry Duqueroix / GRTgaz

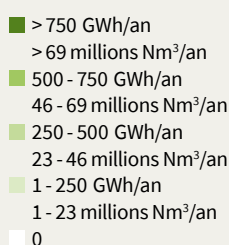
9. Les productions annuelles prévisionnelles exprimées en GWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes : Capacité maximale (Cmax) extraite du registre de capacité exprimée en m³(n)/h, Pouvoir Calorifique Supérieur du biométhane (PCS) = 10,9 kWh/m³(n) et 8200 heures de fonctionnement annuel.

2.3. Répartition régionale du parc

Répartition régionale de la production annuelle prévisionnelle¹⁰ par tranche de débit au 31 décembre 2021

Source : ODRé à date du 31 décembre 2021

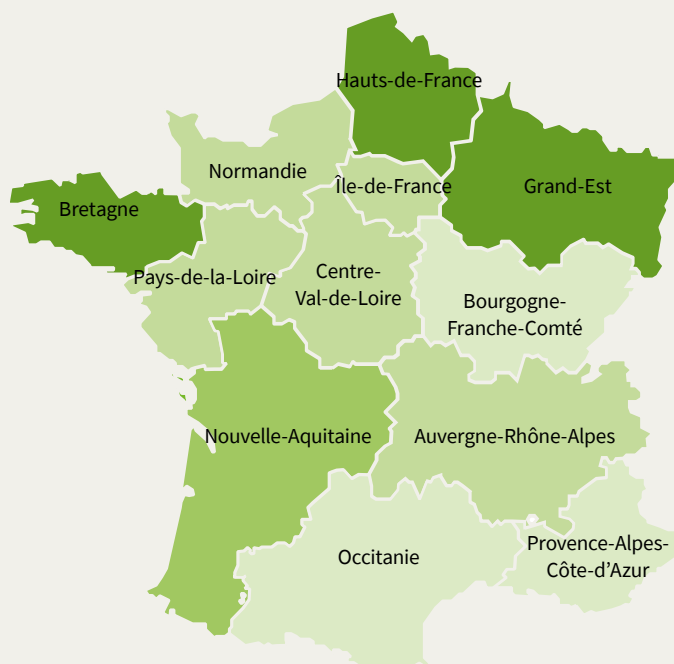
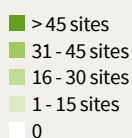
Grand-Est	1460 GWh/an
Hauts-de-France	1245 GWh/an
Nouvelle-Aquitaine	723 GWh/an
Bretagne	531 GWh/an
Pays-de-la-Loire	484 GWh/an
Île-de-France	482 GWh/an
Normandie	355 GWh/an
Centre-Val-de-Loire	331 GWh/an
Occitanie	281 GWh/an
Auvergne-Rhône-Alpes	266 GWh/an
Bourgogne-Franche-Comté	196 GWh/an
Provence-Alpes-Côte-d'Azur	62 GWh/an



Répartition régionale des sites d'injection de biométhane au 31 décembre 2021

Source : ODRé à date du 31 décembre 2021

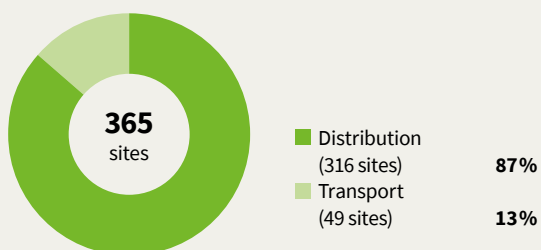
Grand-Est	74 sites
Hauts-de-France	59 sites
Bretagne	49 sites
Nouvelle-Aquitaine	31 sites
Île-de-France	29 sites
Auvergne-Rhône-Alpes	28 sites
Pays-de-la-Loire	25 sites
Centre-Val-de-Loire	21 sites
Normandie	20 sites
Occitanie	13 sites
Bourgogne-Franche-Comté	12 sites
Provence-Alpes-Côte-d'Azur	4 sites



10. Les productions annuelles prévisionnelles exprimées en GWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes : Capacité maximale (Cmax) extraite du registre de capacité exprimée en m³(n)/h, Pouvoir Calorifique Supérieur du biométhane (PCS) = 10,9 kWh/m³(n) et 8200 heures de fonctionnement annuel.

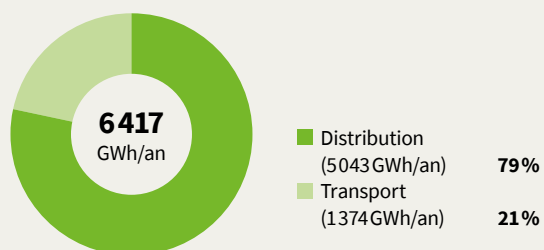
Nombre de sites d'injection de biométhane par type de réseaux au 31 décembre 2021

Source : ODRe à date du 31 décembre 2021



Production annuelle prévisionnelle des sites d'injection de biométhane par type de réseaux au 31 décembre 2021

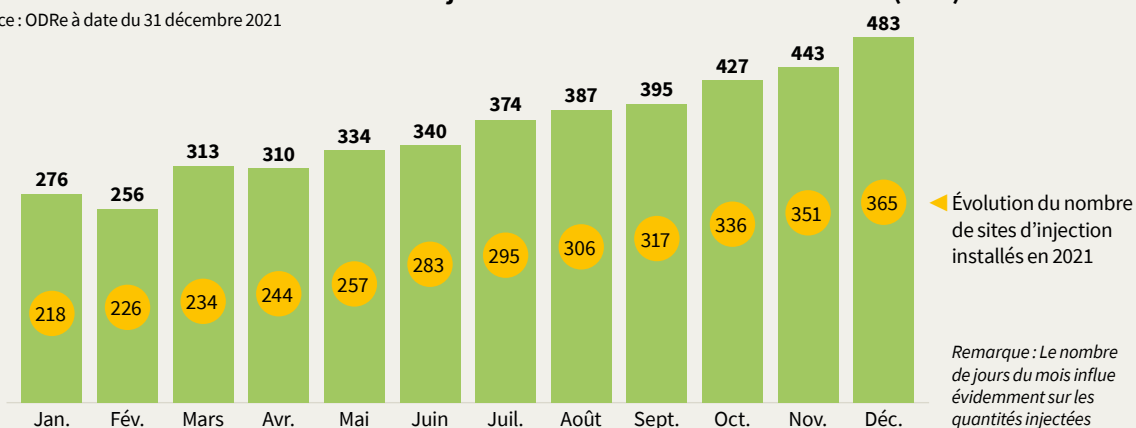
Source : ODRe à date du 31 décembre 2021



2.4. Production des installations

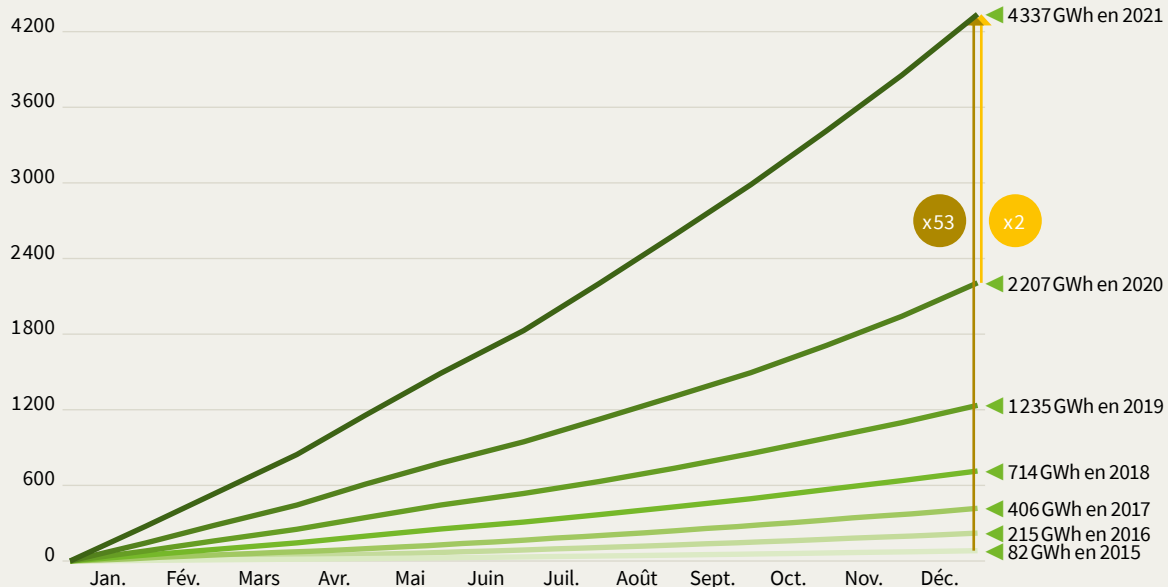
Production mensuelle des installations d'injection de biométhane sur l'année 2021 (GWh)

Source : ODRe à date du 31 décembre 2021



Production cumulée des installations existantes en GWh (0°)

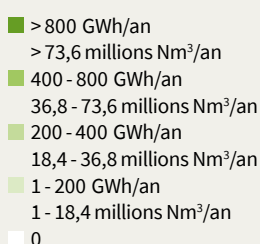
Source : ODRe à date du 31 décembre 2021



Répartition régionale de la production renouvelable en 2021

Source : ODRe à date du 31 décembre 2021

Grand Est	1052 GWh/an
Hauts-de-France	733 GWh/an
Nouvelle-Aquitaine	448 GWh/an
Bretagne	388 GWh/an
Île-de-France	348 GWh/an
Pays de la Loire	304 GWh/an
Normandie	277 GWh/an
Centre-Val de Loire	238 GWh/an
Auvergne-Rhône-Alpes	187 GWh/an
Occitanie	156 GWh/an
Bourgogne-Franche-Comté	154 GWh/an
Provence-Alpes-Côte d'Azur	52 GWh/an



2.5. Réservations de capacités d'injection au 31 décembre 2021¹¹

25,4 TWh/an
dans le registre
(-4% en 2021) dont
19 TWh/an en
file d'attente

1 149
projets inscrits
dans le registre
dont 940 en file
d'attente

Afin de suivre le développement de la filière, a été créé un registre commun aux opérateurs de réseau pour les projets demandant d'injecter au réseau. Le registre permet de gérer les réservations de capacité, de suivre l'avancement des projets depuis leur phase d'étude jusqu'à la production et permet ainsi d'établir des projections sur le développement à venir de la filière.

La production annuelle prévisionnelle¹² cumulée des 1 149 projets enregistrés dans le registre des capacités s'élève à 25,4 TWh/an. Ces capacités de production pourraient être mises en service avant 2025, un projet prenant 2 à 5 ans pour être mené à terme. Elle correspond à la consommation annuelle moyenne de 113 000 bus ou camions roulant au BioGNV ou encore de 4 millions de nouveaux logements chauffés au gaz.

11. Source : <https://www.grtgaz.com/nos-actions/gaz-renouvelables-economie-circulaire>

12. Les productions annuelles prévisionnelles exprimées en GWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes : Capacité maximale (Cmax) extraite du registre de capacité exprimée en m³(n)/h, Pouvoir Calorifique Supérieur du biométhane (PCS) = 10,9 kWh/m³(n) et 8200 heures de fonctionnement annuel.

► POURQUOI CETTE NOTION DE FILE D'ATTENTE ?

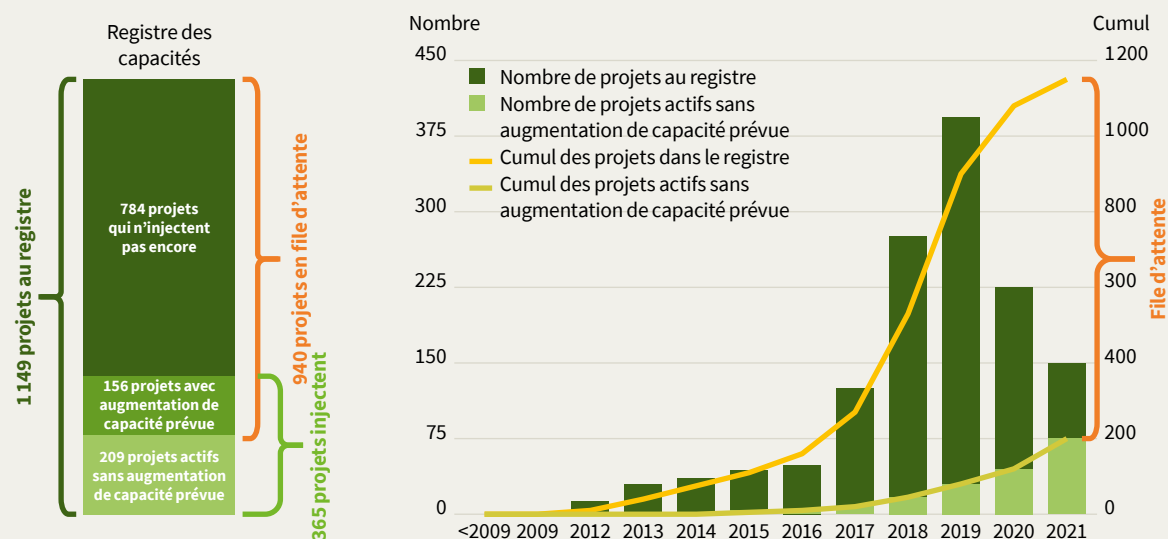
La file d'attente traduit l'ensemble des projets qui n'ont pas encore atteint leur fonctionnement nominal maximal. Cette visualisation dissocie les projets et productions annuelles prévisionnelles en service et les projets et productions annuelles prévisionnelles à venir. La concrétisation des augmentations de production annuelle prévisionnelle des projets en service est également mise en évidence.

Nombre de projets dans la liste d'attente du tableau de bord du ministère

France entière - hors projets en attente, sortis, abandonnés ou dont toutes les phases sont actives.

Incluant les projets actifs mais avec des augmentations en attente

Source : registre des capacités au 31.12.2021

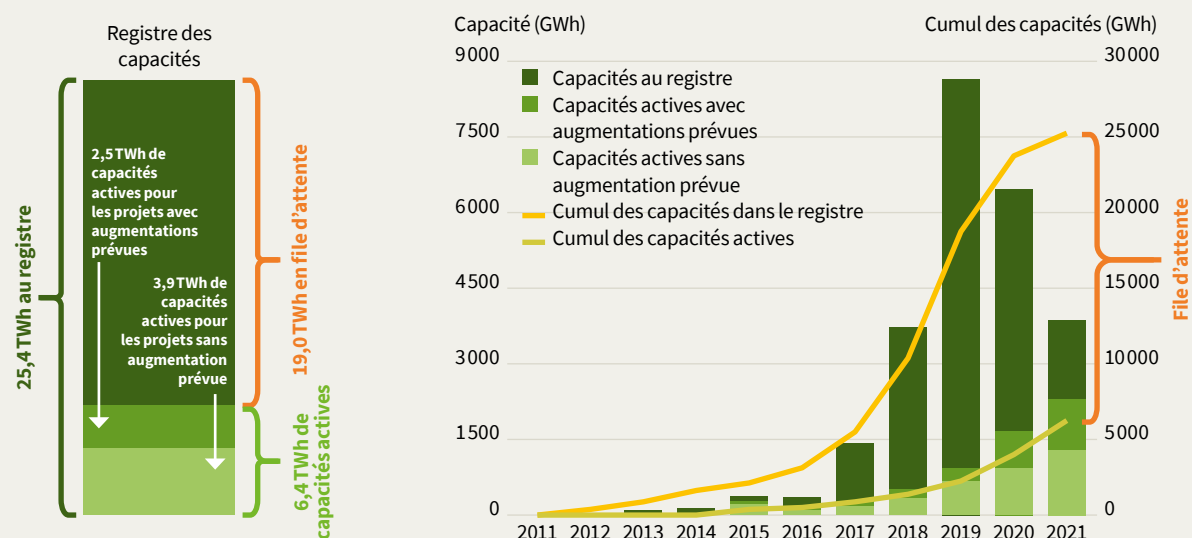


Capacités dans la liste d'attente du tableau de bord du ministère en GWh/an par date d'entrée dans le registre

France entière - hors projets en attente, sortis, abandonnés ou dont toutes les phases sont actives.

Incluant les demandes d'augmentation de capacité

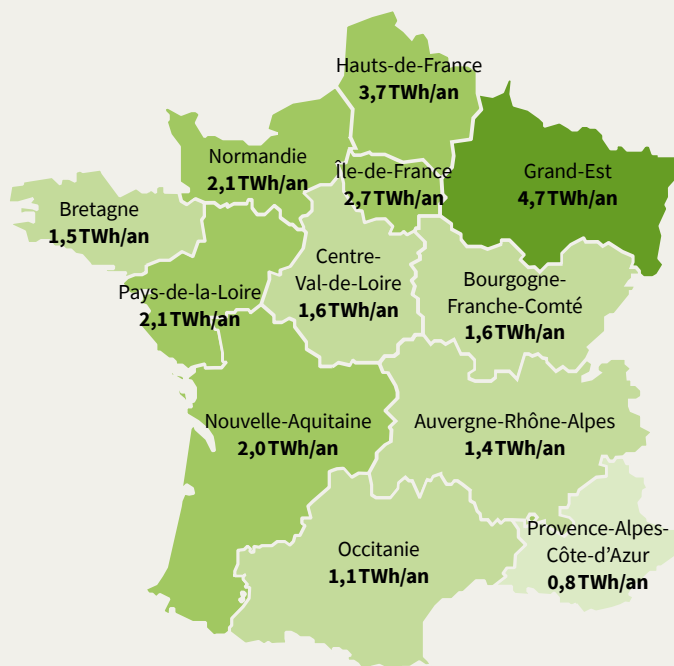
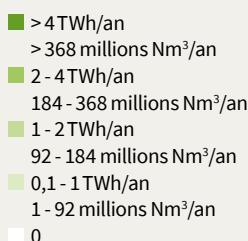
Source : registre des capacités au 31.12.2021



Répartition régionale de la production annuelle prévisionnelle¹³ des projets d'injection de biométhane inscrits au registre des capacités au 31 décembre 2021

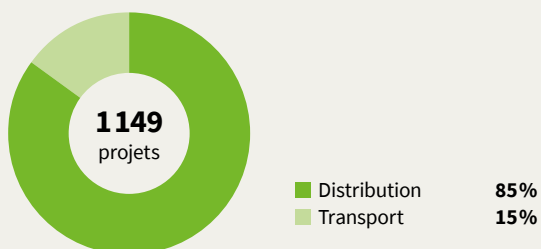
Source : ODRe à date du 31 décembre 2021

Grand-Est	173 projets
Hauts-de-France	137 projets
Bretagne	130 projets
Pays-de-la-Loire	109 projets
Auvergne-Rhône-Alpes	104 projets
Normandie	100 projets
Nouvelle-Aquitaine	97 projets
Île-de-France	88 projets
Centre-Val-de-Loire	86 projets
Bourgogne-Franche-Comté	53 projets
Occitanie	47 projets
Provence-Alpes-Côte-d'Azur	25 projets



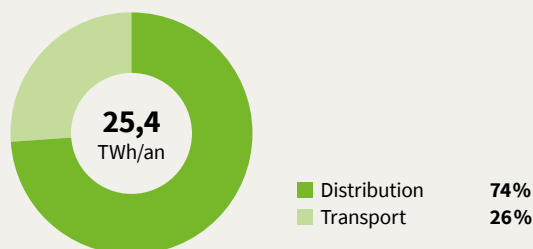
Nombre de projets par type de réseaux au 31 décembre 2021

Source : ODRe



Capacité réservée de production par type de réseaux au 31 décembre 2021

Source : ODRe



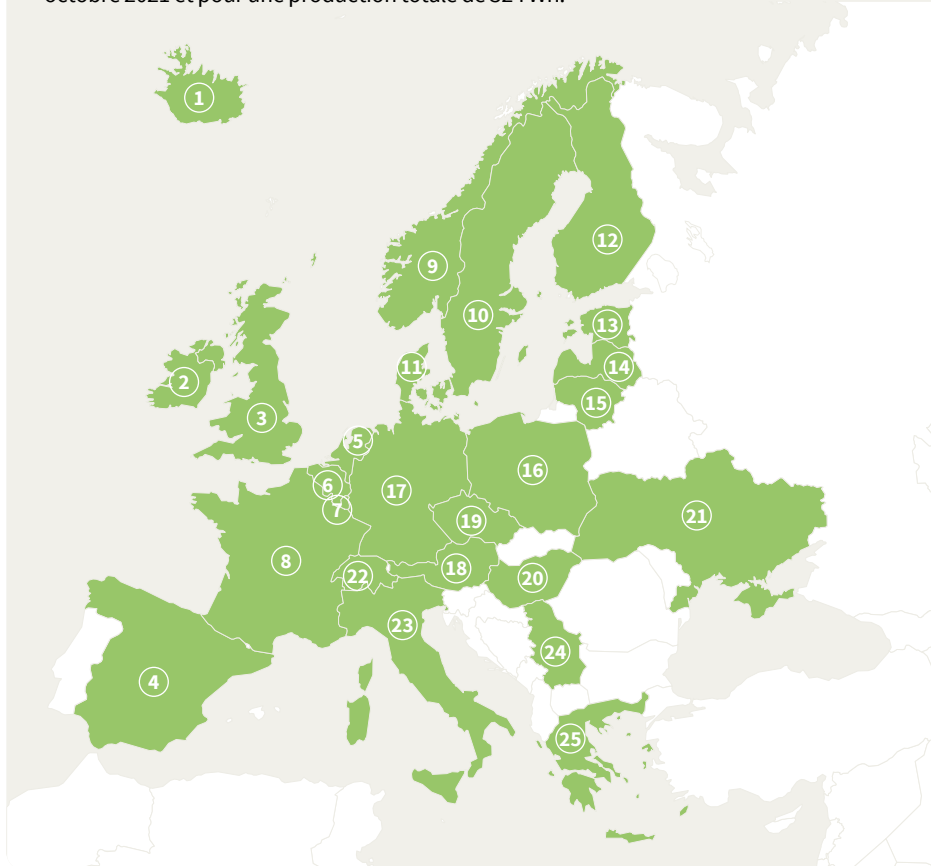
13. Les productions annuelles prévisionnelles exprimées en GWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes : Capacité maximale (Cmax) extraite du registre de capacité exprimée en m³(n)/h, Pouvoir Calorifique Supérieur du biométhane (PCS) = 10,9 kWh/m³(n) et 8200 heures de fonctionnement annuel..

2.6. Cartographie de la production de biométhane en Europe

Panorama de la production de biométhane en Europe

Source : European Biomethane Map 2021 EBA/GIE

On dénombre près de 992 unités de production de biométhane dans les principaux pays producteurs d'Europe à fin octobre 2021 et pour une production totale de 32 TWh.



① Islande

Fin 2019, 2 sites de production de biométhane représentent **49 GWh/an** raccordés aux réseaux de gaz naturel.

② Irlande

Fin 2021, 2 sites de production de biométhane injectent **plus de 4 GWh/an** dans les réseaux de gaz naturel.

③ Royaume-Uni

Fin 2020, 105 des 107 sites de production de biométhane injectent **un peu moins de 7 000 GWh/an**.

④ Espagne

Fin 2021, 5 sites de production de biométhane injectent **près de 100 GWh/an** dans les réseaux de gaz naturel.

⑤ Pays-Bas

Fin 2020, 53 des 60 sites de production de biométhane injectent **près de 2 160 GWh/an** dans les réseaux de gaz naturel.

⑥ Belgique

Fin 2021, 6 sites de production de biométhane injectent **plus de 5 GWh/an** dans les réseaux de gaz naturel.

⑦ Luxembourg

Fin 2019, 3 sites de production de biométhane représentent **61 GWh/an** raccordés aux réseaux de gaz naturel.

⑧ France

Fin 2021, 365 sites de production de biométhane injectent **4 337 GWh/an** dans les réseaux de gaz naturel.

⑨ Norvège

Fin 2020, 3 des 16 sites de production de biométhane injectent **un peu moins de 100 GWh/an**.

⑩ Suède

Fin 2020, 15 des 70 sites de production de biométhane injectent **plus de 500 GWh/an**.

⑪ Danemark

Fin 2021, 52 sites de production de biométhane injectent **plus de 4 000 GWh/an** dans les réseaux de gaz naturel.

⑫ Finlande

Mi-2021, 5 des 22 sites de production de biométhane injectent **près de 110 GWh/an** dans les réseaux de gaz naturel pour un usage final **100 % transport**.

⑬ Estonie

Fin 2020, 5 sites de production de biométhane injectent **97 GWh/an** dans les réseaux de gaz naturel pour un usage final **100 % transport**.

⑭ Lettonie

Fin 2021, 1 site produit **3,6 GWh/an** de biométhane pour un **usage direct en transport**.

⑮ Lituanie

Fin 2021, 1 site de production de biométhane injecte **12 GWh/an** dans les réseaux de gaz naturel.

⑯ Pologne

À ce jour, il n'existe aucun site de production de biométhane.

⑰ Allemagne

Fin 2020, 242 sites produisent **plus de 11 000 GWh/an**, dont au moins **157** sites en injectent dans les réseaux de gaz naturel.

⑱ Autriche

Fin 2021, 16 des 17 sites de production de biométhane injectent **plus de 138 GWh/an** dans les réseaux de gaz naturel.

⑲ République Tchèque

Fin 2020, 1 des 2 sites de production de biométhane injecte **8 GWh/an** dans les réseaux de gaz naturel.

⑳ Hongrie

Fin 2019, 1 des 2 sites de production de biométhane représente **67 GWh/an** raccordés aux réseaux de gaz naturel.

㉑ Ukraine

À ce jour, il n'existe aucun site de production de biométhane.

㉒ Suisse

Fin 2020, 39 sites de production de biométhane injectent **près de 370 GWh/an** dans les réseaux de gaz naturel. En 2020, le BioGNV représentait **27 % des carburants** utilisés.

㉓ Italie

Fin 2020, 21 des 23 sites de production de biométhane injectent **près de 2 100 GWh/an** dans les réseaux de gaz naturel pour un usage final **100 % transport**.

㉔ Serbie

À ce jour, il n'existe aucun site de production de biométhane.

㉕ Grèce

À ce jour, il n'existe aucun site de production de biométhane.

FOCUS SUR LA MOBILITÉ

→ LE BIOGNV/GNV : UN CARBURANT ALTERNATIF DE PLUS EN PLUS RENOUVELABLE AUX PERSPECTIVES D'AVENIR PROMETTEUSES

► DEPUIS PLUSIEURS ANNÉES, LE CARBURANT ALTERNATIF BIOGNV/GNV CONNAÎT UNE CROISSANCE EXPONENTIELLE.

L'histoire du BioGNV/GNV en France a commencé avec les bus. Ainsi, la ville de Poitiers a acheté ses premiers bus BioGNV/GNV à la fin des années 90. Les collectivités territoriales, soucieuses d'améliorer la qualité de vie des riverains, ont progressivement adopté cette technologie très peu émettrice de polluants locaux pour les flottes publiques de bus, puis de bennes à ordures. Aujourd'hui, ces marchés sont relativement matures :

- toutes les villes de plus de 200 000 habitants (sauf une) ont des bus ou des bennes à ordures BioGNV/GNV ;
- près de 40 % des bus vendus en France circulent au BioGNV/GNV ; une benne à ordures sur quatre.

Plus récemment, c'est le marché du transport de marchandises qui a décidé de réduire ses émissions en optant pour le BioGNV/GNV. Monoprix a été précurseur en effectuant sa première expérimentation de poids-lourds livrant au BioGNV/GNV en 2012. Depuis, la majorité des enseignes de la grande distribution utilisent des véhicules BioGNV/GNV. L'engouement pour le BioGNV/GNV concerne aussi la messagerie, le BTP... si bien que les parts de marchés des poids lourds GNV ont progressé de 45% en un an. La flotte de poids-lourds BioGNV/GNV française est aujourd'hui la plus importante d'Europe.

Quelques chiffres clés du BioGNV/GNV¹⁴ :

- **11 938 véhicules légers** (dont 9 252 véhicules utilitaires légers)
- **6 453 poids lourds** (+ 45% en un an), la flotte de poids-lourds GNV française est la plus grande d'Europe
- **5 526 bus et cars** (+ 158% de croissance en un an pour le segment des cars).
- **2 184 bennes à ordures ménagères** (plus de 8% du parc)
- **252 points d'avitaillements** en 2021 (+95 en un an)
- **+ de 65 nouvelles stations privées raccordées au réseau GRDF** en 2021
- **19,6% du GNV consommé en France** en 2021 était d'origine renouvelable **BioGNV et produit en France**
- **460 GWh de BioGNV** consommé en France

► ET C'EST À PRÉSENT UNE NOUVELLE PHASE DE DÉVELOPPEMENT QUI S'ANNONCE POUR LE CARBURANT ALTERNATIF GNV AVEC BEAUCOUP DE SIGNAUX POSITIFS.

Tout d'abord, le réseau d'avitaillement est de plus en plus dense. Le nombre de points d'avitaillement a été multiplié par 3 en 3 ans soit 252 fin 2021.

En outre, pour le marché des bus et cars, les obligations de renouvellement de flotte qui s'appliquent depuis le 1^{er} janvier 2022 devraient accélérer les conversions de bus propres au BioGNV/GNV : elles concernent les collectivités gérant directement ou indirectement un parc de plus de 20 véhicules.

Le développement des zones à faibles émissions mobilité constitue une opportunité de croissance pour les véhicules BioGNV/GNV qui bénéficient tous de la vignette Crit'Air 1 quel que soit leur date de mise en service et sont donc une opportunité pour les professionnels d'assurer la continuité de service dans les zones à faibles émissions, à un moindre coût.

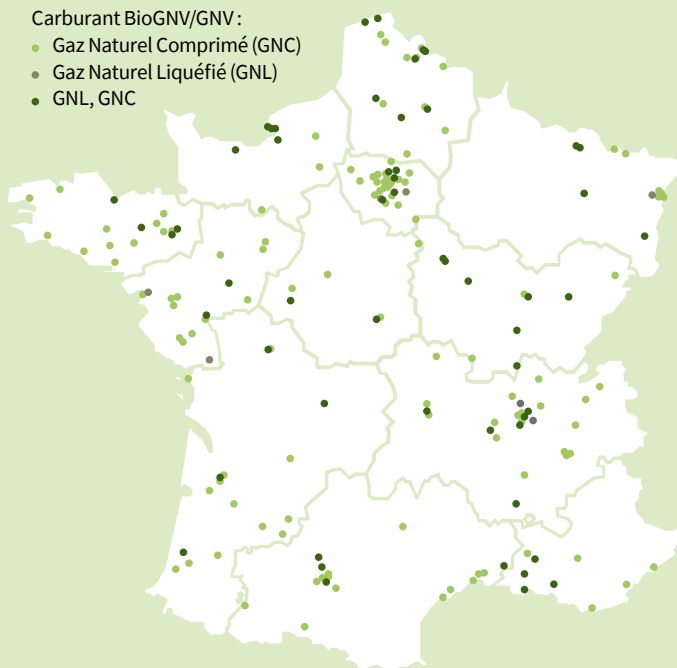
Enfin, le BioGNV/GNV devient de plus en plus renouvelable au fur et à mesure que le gaz se verdit. 460 GWh de BioGNV ont été consommés en 2021 ce qui représente 20% des consommations de GNV. Le BioGNV, qui permet de réduire les émissions de CO₂ de 80% par rapport à un véhicule diesel, est ainsi une réponse à l'enjeu de décarbonation des transports. Dans les prochaines années, en réponse aux exigences de décarbonation, il ne fait aucun doute que le BioGNV deviendra majoritaire sur le GNV.

État des lieux des stations publiques de GNV en France, décembre 2021

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

Carburant BioGNV/GNV :

- Gaz Naturel Comprimé (GNC)
- Gaz Naturel Liquéfié (GNL)
- GNL, GNC



14. OpenData AFGNV

3. Cadre réglementaire

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.

Les dispositifs réglementaires encadrant la production de biométhane ont fait l'objet de nombreuses évolutions depuis le premier dispositif en 2010. À ce jour, différents types de soutien coexistent en fonction de la date de mise en service des projets. Ils sont rappelés plus loin.

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 a été transcrit en droit français en 2021. Il contient notamment des dispositions relatives à la mise en conformité des installations d'injection de biométhane, au 1^{er} juillet 2022, pour le respect de critères de durabilité de la biomasse et de critères d'émissions de gaz à effet de serres.

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.

En avril 2020, le décret qui encadre la nouvelle Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) a fixé des objectifs de production de 6 TWh de biométhane injecté en 2023, ce qui a représenté une révision à la baisse de 2 TWh par rapport à l'ancienne PPE, et entre 14 et 22 TWh en 2028. Pour atteindre ces objectifs la PPE a prévu un budget de 9,7 milliards d'euros pour le soutien de la filière de production de biométhane injecté.

Enfin, la PPE a également prévu une transformation du cadre de soutien avec le lancement de premiers appels d'offres pour les installations d'injection de plus de 300 Nm³/h (environ 25 GWh/an). En 2022, le Ministère de la Transition écologique va travailler à en définir les modalités à travers un ou plusieurs cahiers des charges. Le Décret n°2021-1273 du 30 septembre 2021 a d'ailleurs modifié la partie réglementaire du code de l'énergie concernant les dispositions particulières relatives à la vente de biogaz, pour y inclure les bases réglementaires des futurs appels d'offres pour le biométhane injecté, celles du complément de rémunération pour le biométhane non injecté à usage carburant et des dispositions relatives au contrôle des installations d'injection de biométhane.

Neuf ans après la première injection, le cadre réglementaire d'achat du biométhane a été modifié par le décret n°2020-1428, définissant de nouvelles dispositions pour l'achat de biométhane à un tarif réglementé, et par l'arrêté du 23 novembre 2020 qui a fixé ce nouveau tarif d'achat pour toutes les installations d'injection de moins de 300 Nm³/h. Pour les installations de capacités supérieures, le lancement des appels d'offres prévus par la PPE est attendu pour fin 2022¹⁵.

15. Le futur arrêté tarifaire et l'AO pourrait ne pas inclure les ISDND.

Longtemps souhaité et attendu par la filière, le passage de la notion de « capacité maximale de production » à celle de la « production annuelle prévisionnelle » a conduit les pouvoirs publics à publier l'arrêté tarifaire du 13 décembre 2021, version la plus récente et la seule en vigueur à ce jour pour les installations de moins de 25 GWh/an.

Enfin, les pouvoirs publics travaillent à la mise en œuvre d'un dispositif complémentaire destiné à permettre l'accélération du développement du biométhane injecté, en obligeant les fournisseurs de gaz naturel à financer directement la production de biométhane en proportion de leur portefeuille d'approvisionnement. Le dispositif de certificats de production de biogaz (CPB) va imposer aux fournisseurs de gaz naturel une obligation de restitution à l'État de certificats. Les fournisseurs de gaz naturel pourront s'acquitter de cette obligation, soit en produisant

directement du biométhane injecté, soit en acquérant des certificats auprès de producteurs de biogaz. Les producteurs de biogaz, qui ne bénéficient pas d'un contrat d'obligation d'achat, commercialiseront indépendamment la molécule de biométhane et les CPB. Ce dispositif permettra ainsi aux producteurs de biométhane de disposer d'un revenu associé à la commercialisation des CPB, venant s'ajouter au revenu de la vente physique du biogaz.

Le cadrage législatif de ce mécanisme a été introduit par l'article 95 de la loi climat et résilience n°2021-1104 du 22 août 2021. Des ateliers ont ensuite été organisés par les pouvoirs publics avec les parties prenantes pour préparer le cadre réglementaire en vue d'élaborer les textes réglementaires qui détailleront les principes et l'organisation du dispositif. La publication de ces textes est attendue pour le premier trimestre 2022.

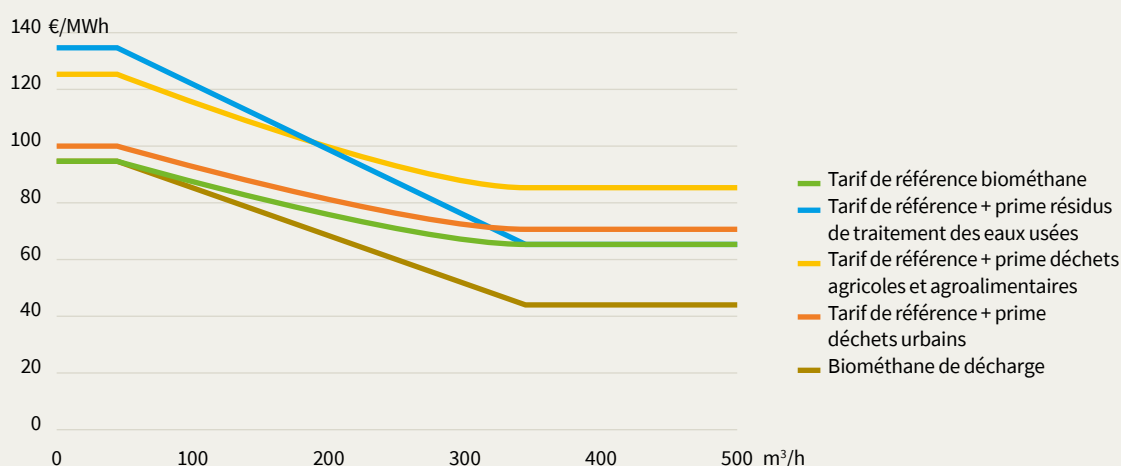
3.1. Le tarif d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz

→ POUR TOUTES LES INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE BIOMÉTHANE INJECTÉ AYANT SIGNÉ UN CONTRAT D'ACHAT AVANT LE 23 NOVEMBRE 2020 :

Ces installations continuent à bénéficier des conditions tarifaires de l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel pour une durée de 15 ans.

Le producteur bénéficie 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)¹⁶ et de la nature des déchets ou matières organiques traités. Pour ces installations de méthanisation, le tarif d'achat est constitué d'un tarif de référence et d'une prime selon les intrants utilisés.

Tarif d'achat 2011 du biométhane en fonction du type de déchets et de la capacité maximale de production de biométhane de l'installation



16. 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.

- 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.).

→ POUR TOUTES LES INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE BIOMÉTHANE INJECTÉ, ...
(I) ... D'UNE CAPACITÉ MAXIMALE DE PRODUCTION INFÉRIEURE OU ÉGALE À 300Nm³/h,
AYANT SIGNÉ UN CONTRAT D'ACHAT À PARTIR DU 24 NOVEMBRE 2020
(II) ... OU D'UNE PRODUCTION ANNUELLE PREVISIONNELLE INFÉRIEURE OU ÉGALE À
25 GWh/AN, AYANT SIGNÉ UN CONTRAT D'ACHAT À PARTIR DU 14 DECEMBRE 2021 :

Ces installations bénéficient des conditions tarifaires, dites « transitoires », de l' « arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de

gaz naturel » ou de l' « arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel », pour une durée de 15 ans.

- Le tarif de référence est compris :
 - entre 55 et 99 €/MWh pour les installations de stockage de déchets non dangereux ;
 - entre 86 et 122 €/MWh pour les autres installations.
- La prime « effluents d'élevage » pour les seules installations de méthanisation de produits ou déchets non dangereux, hors matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles est de maximum 10 €/MWh pour 60 % d'effluents d'élevage ou plus.
- La prime « eaux usées » pour les seules installations de méthanisation de produits ou déchets non dangereux, y compris des matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles, varie entre 0 et 20 €/MWh PCS selon les débits produits.
- Pour tous les types d'installations une prime variant entre 1 et 3 €/MWh est accordée si l'injection est réalisée sur un réseau de distribution de moins de 100 000 clients. Ces installations ne bénéficient pas de la réfaction sur leurs coûts de raccordement.
- Des aides financières sont accordées, au cas par cas, par les pouvoirs publics (ADEME, Conseils régionaux et départementaux, Fonds européen, etc.).
- Un malus de 5 €/MWh est appliqué pour toute installation bénéficiant d'une aide à l'investissement de l'ADEME.
- Le tarif s'accompagne d'une trajectoire de réduction de -0,5 % par trimestre.
- Le nouveau tarif dispose également d'un dispositif de contrôle de trajectoire des volumes et peut donc trimestriellement évoluer à la baisse en fonction de l'écart à la trajectoire cible fixée par la PPE (lorsque la trajectoire dépasse 5 fois la trajectoire cible fixée par la PPE sur 2 trimestres).

Dans l'ensemble, par rapport aux dispositions de l'arrêté de 2011, ces nouvelles conditions représentent une baisse du niveau de soutien de l'ordre de 1 à 15 % pour les installations les plus représentatives de la filière.

3.2. Le dispositif des garanties d'origine : garantir la traçabilité du biométhane

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, etc.) 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 GO depuis 2012 et a été reconduit jusqu'en 2023 suite au dernier appel d'offres pour la délégation de ce service public.

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

► La liste des fournisseurs intéressés par l'achat de biométhane est disponible sur le site internet du Ministère de la Transition écologique : https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200518-%20liste_fournisseurs.pdf



3.3. Le mécanisme de compensation associé aux tarifs d'achat

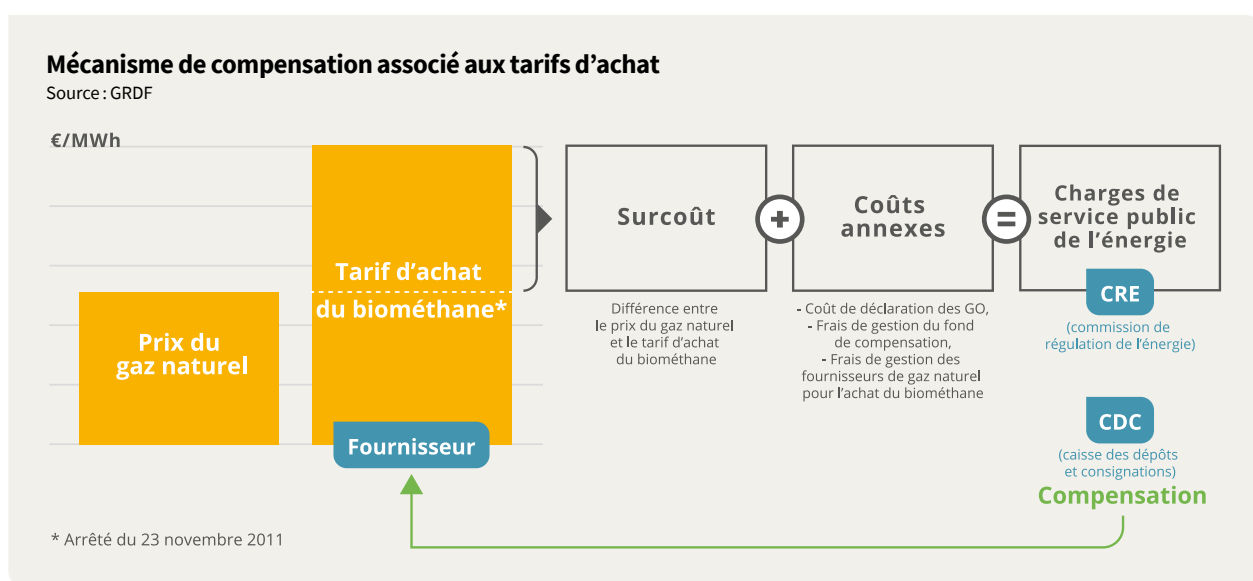
Un mécanisme de compensation a été mis en place dès novembre 2011 pour permettre de dédommager les fournisseurs pour les charges engendrées par l'achat de biométhane, à savoir :

- Le surcoût du tarif d'achat du biométhane par rapport au prix du gaz naturel sur le marché de gros. Si le prix du gaz naturel sur le marché de gros est supérieur à celui du biométhane, alors les fournisseurs restituent à l'État la différence ;
- 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.

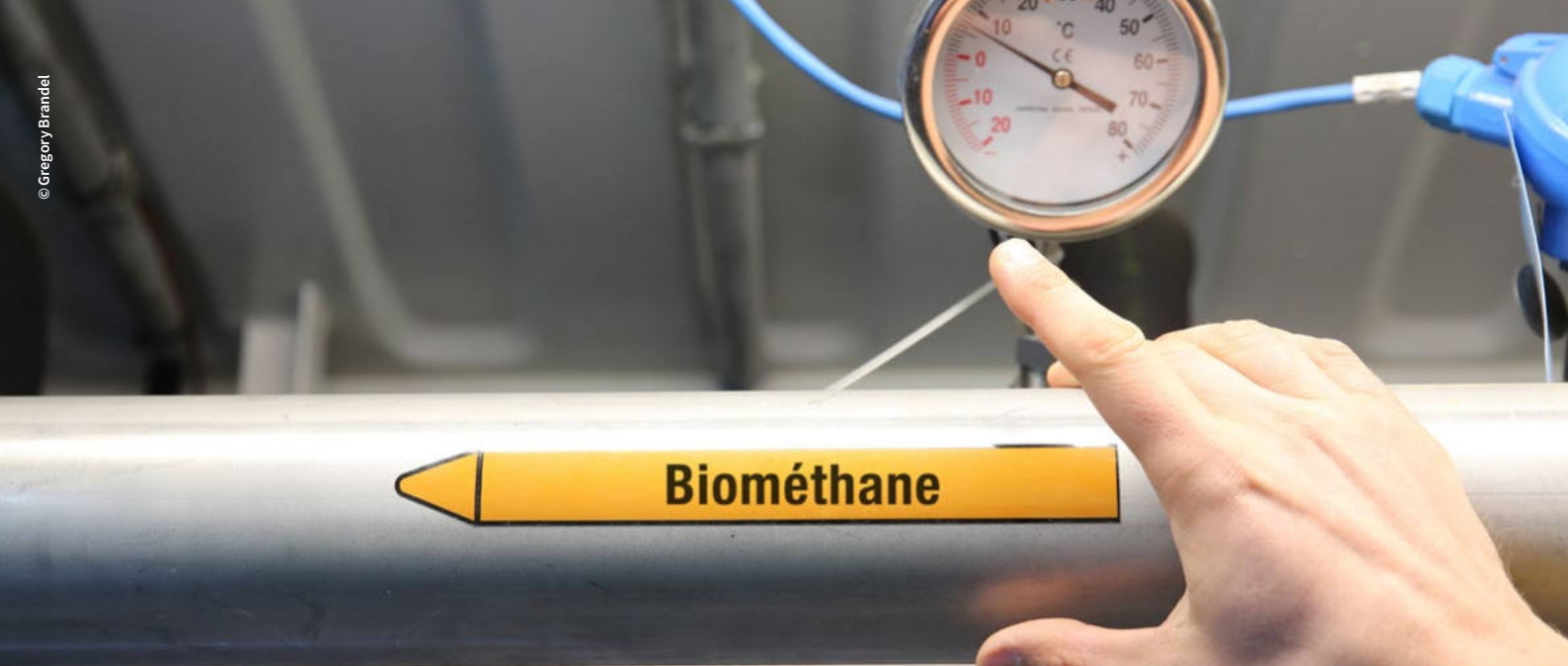
Ce mécanisme de compensation est géré par la Caisse des dépôts et consignations (CDC).

La délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) de juillet 2021¹⁷ relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2022 précise les charges liées au développement de l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz.

Affectation CAS	Charges constatées 2020	Mise à jour provision 2021	Charge prévisionnelle 2022
Biométhane	200,5M€	383,3M€	713M€



17. Délibération de la CRE du 15 juillet 2021 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2022.



4. La mise en œuvre du droit à l'injection

Pour permettre d'accroître l'injection du biométhane dans les réseaux en France, des adaptations des infrastructures sont nécessaires. Le « droit à l'injection » a été pensé pour répondre à cette problématique. Le principe du droit à l'injection est de définir des zonages, qui recherchent l'optimum technico-économique des investissements nécessaire pour l'injection de biométhane sur un territoire d'une dizaine de cantons. Il est réalisé par l'ensemble des opérateurs en suivant une méthodologie standardisée avec la CRE. Concrètement, un zonage matérialise, par une carte regroupant ces cantons, le potentiel de biométhane de la zone, la liste des projets, les listes d'investissements de renforcement (maillages ou rebours) nécessaires à réaliser et un calcul de critère Investissements / Volumes.

Les investissements qui peuvent découler des zonages sont de différentes natures :

- Renforcement du réseau d'un opérateur, y compris par maillage de zones de consommations ;
- Mise en place de rebours. Lorsque le critère Investissements / Volumes est inférieur au seuil fixé par la réglementation à 4700€/Nm³/h, l'intégralité des investissements de renforcement sont pris en charge par les tarifs des opérateurs de réseaux. Lorsque le critère dépasse le seuil, alors des tiers publics (Autorités Organisatrices de la Distribution d'Énergie, Collectivités...) ou privés (porteurs de projet) peuvent participer financièrement afin de réaliser les renforcements de la zone.

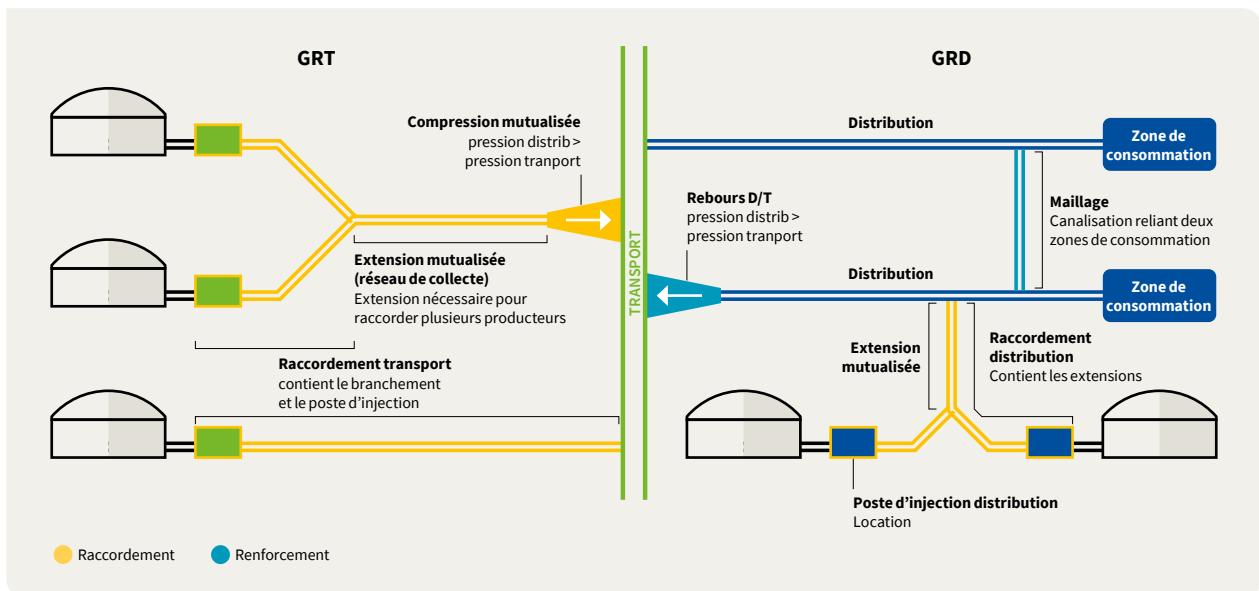
Au 31/12/2021, la CRE a validé 287 zonages. 61 prévoyaient la mise en place d'une station de rebours entre réseau de distribution et réseau de transport, et 4 prévoyaient la mise en place de compressions mutualisées. Ces investissements de renforcement permettent aux projets susceptibles de se développer sur ces zones d'avoir une visibilité sur les exutoires disponibles.

Le tableau suivant résume les investissements rendus possibles sur ces différentes zones et qui seront déclenchés suite à leur validation par la CRE de manière à les synchroniser avec le développement des projets sur chaque zone :

Capacités des projets existants	22,7TWh
Capacités des projets diffus	9,8TWh
Renforcement transport	182,2M€
Renforcement distribution	328,1M€
Raccordements	535,8M€

À date, la CRE a d'ores et déjà validé environ ⅓ de ces investissements.

L'ordre de grandeur d'un investissement de renforcement des réseaux de 512M€ pour permettre, à terme, une production d'énergie renouvelable de 33TWh montre la compétitivité des adaptations de réseaux nécessaires à l'accueil du biométhane.



Si, dans la grande majorité des cas, les producteurs n'auront pas à participer au financement des investissements de renforcement, ils doivent payer la part des investissements des ouvrages de raccordement dont ils bénéficient (après prise en compte de la réfaction¹⁸) ainsi qu'un timbre d'injection¹⁹, fixé par la CRE pour couvrir les dépenses d'exploitation associées à l'investissement de renforcement. Le niveau du timbre dont est redevable le producteur dépend des caractéristiques du zonage :

Quel est le niveau de timbre ?

• Zone sans renforcement	→	Niveau 1 : 0 €/MWh
• Zone avec maillage et/ou extensions mutualisées	→	Niveau 2 : 0,4 €/MWh
• Zone avec rebours et/ou compression mutualisée	→	Niveau 3 : 0,7 €/MWh

18. Réfaction : réduction sur le prix.

19. Le timbre d'injection est un tarif d'accès aux réseaux, fixé par la CRE, variable sur 3 niveaux selon la nature des ouvrages de renforcement nécessaires de la zone. Le niveau du timbre applicable à chaque projet est précisé à la remise de l'étude détaillée.



5. Nouvelles voies de production de gaz renouvelables

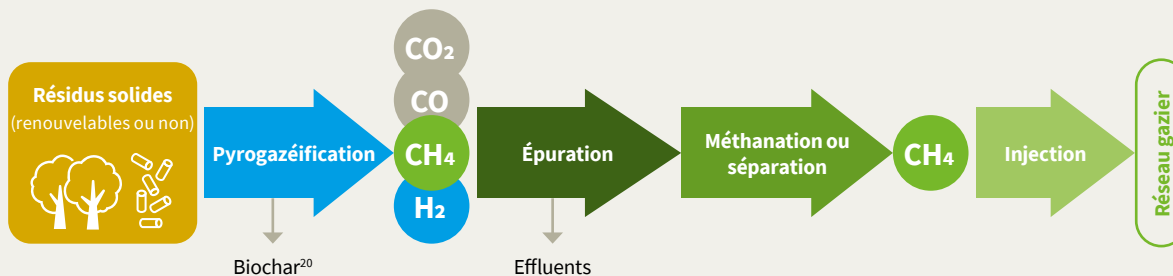
La méthanisation est aujourd'hui la première technologie mature de production de gaz renouvelables. À moyen et long terme, de nouveaux procédés de production de gaz renouvelables et de récupération vont se développer :

- la pyrogazéification de résidus solides renouvelables ou non renouvelables ;
- 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 gazéification hydrothermale.

5.1. La pyrogazéification de résidus solides

Le procédé de pyrogazéification

Source : GRTgaz



→ LA FILIÈRE PYROGAZÉIFICATION POUR INJECTION DANS LES RÉSEAUX EST PROMETTEUSE

La pyrogazéification pour injection transforme une grande variété de gisements peu ou mal valorisés actuellement tels que les résidus de la filière bois (non valorisés en matière), les déchets d'ameublement, les plastiques ou bien les Combustibles Solides de Récupération issus de déchets ayant fait l'objet d'un tri à la source et ne pouvant être valorisés sous forme matière pour produire un gaz injectable dans les réseaux. Cette filière traite les déchets résiduels secs non fermentescibles souvent destinés à l'enfouissement ou l'incinération. Elle s'inscrit ainsi dans l'objectif fixé par le gouvernement d'une division par deux des quantités de déchets enfouis d'ici 2025.

La pyrogazéification pour injection a atteint un stade de maturité technologique suffisant pour envisager la construction des premières installations industrielles dès 2023. À l'horizon 2030, la pyrogazéification pour injection permettra de valoriser près de trois millions de tonnes de déchets par an, d'injecter 6 TWh de gaz dans les réseaux et ainsi de réduire les émissions de CO₂ d'environ 1 million de tonnes.

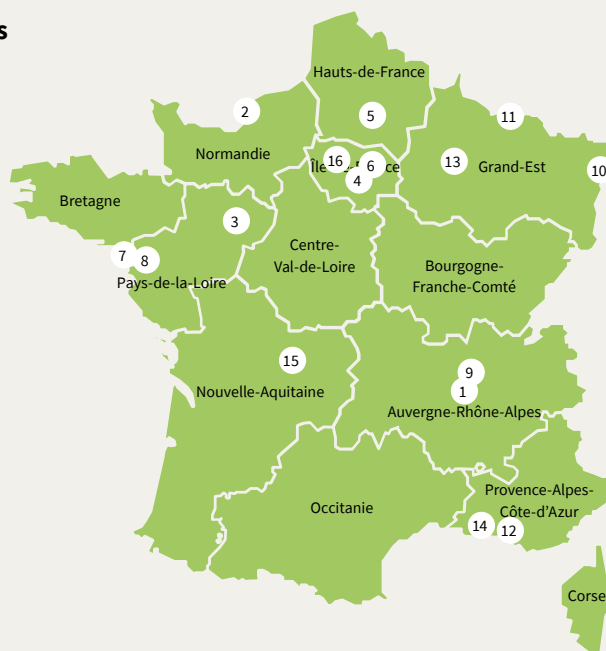
La pyrogazéification fait l'objet de nombreux projets et pilotes dans le monde. En France, plus d'une quinzaine de projets commerciaux et démonstrateurs de production de gaz (méthane et/ou hydrogène) ont déjà communiqué publiquement sur le territoire comme l'illustre la carte ci-dessous réalisée par GRTgaz.

Carte des projets commerciaux et démonstrateurs de pyrogazéification en 2021

Source : GRTgaz

1. **GAYA** - Saint-Fons (69)
2. **Salamandre** - Le Havre (76)
3. **Qairos Energies** - Trangé (72) - H₂/CH₄
4. **Cométhéa** - IDF
5. **Synthane**® - Compiègne (60)
6. **Semardel** - IDF - H₂/CH₄/Mix
7. **Hymoov** - Montoir-de-Bretagne (44)
8. **Titan V** - Nantes (44)
9. **Plainénergies** - Villeurbanne (69)
10. **R-Hynoca** - Strasbourg (67) - H₂ uniquement
11. **Prélude & Métha** - Audun-le-Tiche (57) - CH₄/cogénération
12. **Hynovera** - Gardanne (13) - H₂/e-kérosène
13. **Vitrhydrogène** - Vitry-le-François (51)
14. **Green Gas Provence** - Istres (13)
15. **Limoges** (87)
16. **GRDF - SITREVA** - Yvelines (78)

D'autres projets sont en cours de développement.



20. Le biochar est un amendement du sol issu de la pyrolyse de biomasse.

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

► GAYA, LE PREMIER DÉMONSTRATEUR EN FRANCE

Piloté par ENGIE, le projet GAYA a réuni 11 partenaires d'excellence aux savoir-faire complémentaires autour de la démonstration technique, environnementale et économique de la faisabilité de produire du biométhane par pyrogazéification de biomasse sèche. Le projet GAYA AMI ADEME s'est achevé en décembre 2021, a bénéficié d'un soutien financier de l'ADEME à hauteur de 19 M€. Inaugurée en octobre 2017, la plateforme expérimentale d'ENGIE située à Saint-Fons (Auvergne-Rhône-Alpes), dans la Vallée de la Chimie, met en œuvre une chaîne innovante de procédés de production de biométhane à échelle semi-industrielle dans l'objectif de réduire les coûts de production et de valider les performances techniques et environnementales. Concernant ces dernières, une analyse de cycle de vie a été réalisée par le projet afin d'évaluer les impacts environnementaux de cette nouvelle filière et alimenter ainsi groupes de travail et pouvoirs publics sur ces questions. Aujourd'hui, environ 22 ingénieurs et techniciens, alliant les domaines de la R&D et de l'opérationnel, travaillent sur le site. L'ensemble de la chaîne de production a été démontrée sur des biomasses lignocellulosiques (mélange de plaquettes forestières, paille, écorce), depuis l'approvisionnement en biomasse, sa conversion en gaz de synthèse puis en biométhane en continu. Fin 2020, les premiers mètres cubes de méthane de synthèse ont été produits à partir de CSR (Combustibles Solides de Récupération) démontrant ainsi la robustesse et la flexibilité de la chaîne technologique développée. Les tests ont également validé la fonctionnalité du réacteur innovant de méthanation conçu par l'ENGIE Lab CRIGEN, le centre de recherche Corporate d'ENGIE, qui fonctionne et convertit aussi bien du gaz de synthèse (issu de la pyrogazéification) qu'un mélange de CO₂ et H₂ (typique d'une filière power to gas) pour produire du biométhane. Aujourd'hui, la plateforme est plus que jamais au service de l'industrialisation de la filière notamment en levant les différents risques permettant le développement du premier projet commercial se basant sur la technologie GAYA : le projet Salamandre, qui serait situé dans la zone portuaire du Havre. La plateforme continue également à diversifier les intrants pouvant être valorisés par GAYA – en collaborant avec des producteurs de déchets.

Plateforme du projet GAYA



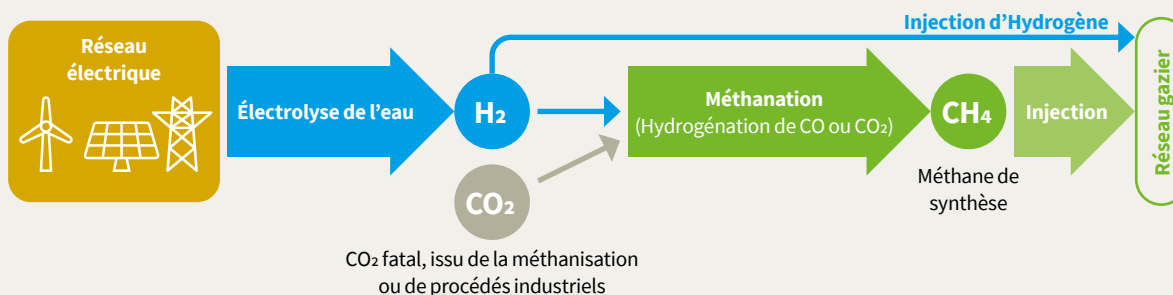
© Franck Dunouau / ENGIE Lab CRIGEN, 2018

gaya

5.2. Hydrogène et méthanation

Le procédé power to gas

Source : GRTgaz



Le gouvernement français a lancé en septembre 2020 une stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné.

Il existe deux voies principales de production d'hydrogène bas carbone qui permettent de décarboner les usages du gaz. L'hydrogène peut être produit à partir :

- de l'électrolyse de l'eau via de l'électricité renouvelable, solution favorisée dans la stratégie gouvernementale mais qui reste à ce jour peu compétitive comparativement aux autres vecteurs énergétiques traditionnels. Cette solution permet, outre son impact sur la décarbonation, de maximiser l'intégration des énergies renouvelables électriques dans le système énergétique et d'offrir une solution de stockage intersaisonnier de l'énergie électrique variable ;
- du processus de vaporeformage du gaz naturel avec capture et stockage et/ou utilisation du CO₂ rejeté par le processus. Le vaporeformage – sans combinaison avec la technologie de capture de carbone – est aujourd'hui la principale source de production de l'H₂ industriel consommé en France. Cette solution représente donc la solution de décarbonation naturelle de l'existant et présente des avantages économiques non négligeables. Cependant, le bilan environnemental de cette option étant intrinsèquement lié à la qualité de la technologie de capture du CO₂, une application des meilleurs standards de performance (taux de capture du méthane, limitation des fuites, etc.) est une condition indispensable pour être considérée comme une option crédible.

D'autres technologies de production émergent par ailleurs (pyrolyse ou thermolyse de biomasse, plasmolyse, etc.).

Le recours à l'hydrogène décarboné permettra ainsi de diminuer les émissions de CO₂ dans l'atmosphère. Cela contribuera à atteindre l'objectif qui a été fixé dans le cadre de la stratégie nationale bas carbone pour l'industrie : 53 millions de tonnes émises par an en 2030 contre 80 millions de tonnes émises par an aujourd'hui. L'hydrogène peut aussi être utilisé comme un vecteur d'énergie pour de nombreuses applications de mobilité.

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

- méthanation (production de méthane de synthèse), en recombinaison l'hydrogène avec du CO₂ (par exemple issu de méthanisation) ;
- conversion d'infrastructures gazières existantes ou création de réseaux 100% hydrogène ;
- injection d'H₂ en mélange dans les canalisations existantes.

GRTgaz et Teréga ont lancé en juin 2021 la première consultation nationale du marché hydrogène renouvelable ou bas-carbone pour identifier les besoins des acteurs du marché de l'hydrogène en particulier en matière de logistique. Plus de 130 acteurs ont répondu à cette consultation, preuve du dynamisme de la filière et de l'intérêt qui est porté à la planification d'un réseau hydrogène dédié. Les acteurs industriels, notamment les secteurs fortement consommateurs d'énergie et émetteurs de CO₂, se sont largement mobilisés représentant près de la moitié des répondants. Au travers de leurs réponses, ils font apparaître une demande globale d'hydrogène qui augmente massivement entre 2030 et 2050. Cette massification est d'autant plus importante si le pari de l'hydrogène dans l'aéronautique est relevé. Néanmoins, le chemin pour parvenir à la neutralité carbone à l'horizon 2050 reste encore peu précis. Dès lors, les producteurs d'hydrogène se focalisent sur les signaux de court terme et tentent de faire aboutir des premiers projets. Les zones de consommations et de production sont bien identifiées et prennent leur origine dans les bassins industriels (7 au total) et notamment dans les zones industrialo-portuaires.

Les acteurs remontent leurs préoccupations concernant la compétitivité du vecteur, la sécurité et la diversité d'approvisionnement. Les acteurs pointent l'importance de la logistique de transport dans l'émergence du marché et révèlent un besoin de visibilité sur le déploiement des infrastructures H₂ pour permettre aux consommateurs et producteurs de mieux quantifier leurs besoins. C'est en ce sens que GRTgaz et Teréga ont mis en place une démarche spécifique, concrète et collective de planification de logistique de transport d'H₂ au sein même des écosystèmes identifiés. La maturité des besoins dans ces écosystèmes locaux permet désormais de dérouler un processus itératif et de plus en plus engageant pour aboutir à des conditions économiques, techniques et réglementaires satisfaisantes pour toutes les parties prenantes locales et lancer le déploiement d'une infrastructure.

Plus d'informations sur les résultats de la consultation sont disponibles ici :

<https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2022-03/Rapport-consultation-acteurs-marche-hydrogene-10032022.pdf>

► LE PROJET MOSAHYC, DÉVELOPPEMENT D'UN RÉSEAU HYDROGÈNE À L'ÉCHELLE D'UN BASSIN INDUSTRIEL

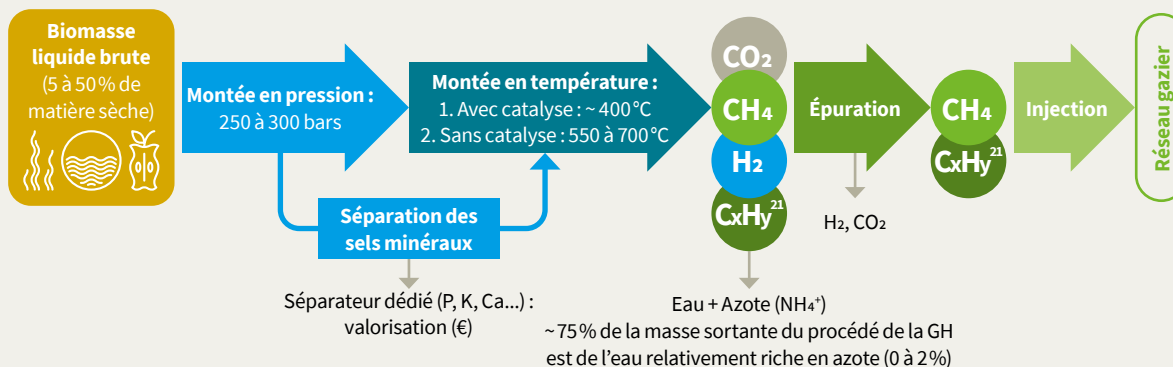
Le projet MosaHYC, piloté par GRTgaz, est une illustration concrète du développement d'un réseau d'hydrogène à l'échelle d'un bassin industriel. Ce projet de canalisation de transport d'hydrogène pur de 100 km s'appuyant essentiellement sur de la conversion de canalisation de gaz naturel, est un trait d'union entre les producteurs et les consommateurs. Ce réseau permet de répondre aux enjeux de compétitivité et de sécurité d'approvisionnement en donnant accès à un même réseau à plusieurs producteurs et plusieurs consommateurs, quels que soient leurs volumes de production ou consommation. Visant à être opérationnel en 2026, cet écosystème a la particularité d'être transfrontalier avec l'Allemagne et permet à GRTgaz, CREOS et ENCEVO de proposer une première intégration européenne de l'hydrogène en vue d'un réseau plus large « European Hydrogen Backbone ».

Pour en savoir plus sur MosaHYC et son écosystème : <https://grande-region-hydrogen.eu/>

5.3. La gazéification hydrothermale

Le procédé de gazéification hydrothermale

Source : GRTgaz



21. CxHy = Hydrocarbures > CH₄

La gazéification hydrothermale est un procédé thermochimique très innovant convertissant à haute pression (> 250 bar) et haute température (400 à 700°C) des biomasses humides présentant un faible taux en matière sèche (0,5 à 50%) mais relativement riches en carbone, en un gaz de synthèse riche en méthane pouvant être injecté dans le réseau de gaz.

Étant représentée à travers 2 familles de technologies, avec ou sans catalyse, elle permet de valoriser :

- Les boues et digestats de boues issues de stations d'épuration (STEP) ;
- Les digestats issues de tout type d'installations de méthanisation ou de fermentation qui ne pourraient pas être épandues ;
- Les effluents agricoles dont les effluents d'élevages qui ne seraient pas valorisables en méthanisation (lisier, fumier)
- Les effluents organiques industriels (agro-alimentaires, chimiques, papetiers, etc.)
- Les déchets organiques humides urbains

Le procédé convertit, non seulement plus de 90% de la matière organique en gaz, mais permet en plus de récupérer des sels minéraux, dont du phosphore, et aussi de l'azote et de grandes quantités d'eau, tout en réduisant drastiquement, d'un facteur 15 à 20, la quantité des déchets ultimes. Il peut ainsi être considéré comme un traitement de déchets complet et se substituer, pour les intrants traités, à l'incinération ou l'enfouissement ou tout autre traitement chimique ou thermique représentant un moindre intérêt aussi bien énergétique qu'économique.

La gazéification hydrothermale fonctionne en continu au sein d'une installation compacte (10 fois plus petite qu'un méthaniseur à quantité équivalente d'intrants traités) qui convertit l'intrant en gaz en quelques minutes. Le rendement énergétique global atteint des valeurs entre 70 et 85%, hors valorisation de la chaleur fatale. Le biométhane²² ainsi généré à haute pression, après épuration ou méthanation est exempt de tout polluant et conforme à la norme gaz naturel. En plus, la technologie élimine toutes traces de microplastiques, de micro-organismes, d'éléments pathogènes et de virus.

Une installation de gazéification hydrothermale est ainsi aussi bien un outil de traitement de déchets, un moyen de production de gaz renouvelables et de récupération des résidus liquide (eau) et solides (sels minéraux et azote), ces derniers pouvant être transformés en fertilisants pour l'agriculture.

Les principaux développeurs européens estiment que la technologie pourrait atteindre l'échelle industrielle et la maturité commerciale à horizon 2024/2025 avec des installations modulaires pouvant traiter entre 2 et 6 tonnes/heure d'intrants. Selon une étude réalisée en 2019²³, le potentiel de production de gaz renouvelable avec cette technologie pourrait représenter en France, selon les hypothèses de mobilisation des gisements identifiés, entre 58 TWh et jusqu'à 138 TWh/an à l'horizon 2050.

► UN PREMIER DÉMONSTRATEUR PRÉ-INDUSTRIEL EN EUROPE (LE PLUS GRAND AU MONDE) :

Après une phase de test et de mise au point d'une 1^{ère} installation de démonstration unitaire de 2 tonnes/heure mise en service fin 2018, le 1^{er} projet industriel de l'entreprise SCW Systems, à Alkmaar aux Pays-Bas, le plus grand au monde, va rentrer en service courant 2022 : 4 modules de 4 tonnes/heure totalisant une capacité globale de traitement de 16 tonnes/heure (18,6 MWth) vont traiter différents résidus organiques (dont des boues), seuls ou en mélange, pour une production de biométhane estimée à environ 14 millions Nm³/an.

En France, plusieurs acteurs sont en train de s'intéresser activement au montage de premiers projets pilote ou de démonstration. Le projet de démonstration préindustriel le plus avancé est celui prévu à Saint-Nazaire visant une mise en œuvre d'ici fin 2023 / début 2024.

22. Au sens de la nouvelle définition introduite dans le décret 2021-1273 du 30/09/2021.

23. Source : <https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2021-01/03102019-Note-de-synthese-Etude-de-potentiel-GH-GRTgaz.pdf>

Présentation des acteurs



Le Syndicat des énergies renouvelables (SER) regroupe 450 adhérents, représentant un secteur générant plus de 150 000 emplois. Elle est l'organisation professionnelle qui rassemble les industriels de l'ensemble des filières énergies renouvelables : bois-énergie, biocarburants, éolien, énergies marines, gaz renouvelables, géothermie et pompes à chaleur, hydroélectricité, solaire et valorisation énergétique des déchets. Le SER a pour mission de défendre les droits et les intérêts de ses membres et de resserrer les liens qui les unissent, notamment pour développer la filière industrielle des énergies renouvelables en France et promouvoir la création d'emplois et de valeur ajoutée sur le territoire national.



Principal distributeur de gaz naturel en France, GRDF exploite et développe le réseau de distribution de gaz naturel dans plus de 9 500 communes. Propriété des collectivités, ce réseau de plus 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 2018).



GRTgaz est le 2^e transporteur européen de gaz, fort de 32 500 km de canalisations et 640 TWh de gaz transporté. L'entreprise compte 3 000 salariés et a réalisé près de 2,3 milliards d'euros de chiffre d'affaires en 2020. GRTgaz s'est doté d'une raison d'être « Ensemble rendre possible un avenir énergétique sûr, abordable et neutre pour le climat ». Entreprise innovante en pleine transformation pour adapter son réseau au défi écologique et numérique, GRTgaz est engagé en faveur d'un mix gazier français 100% neutre en carbone en 2050. Elle soutient les filières d'hydrogène et de gaz renouvelables (biométhane et gaz issus des déchets solides et liquides). GRTgaz assure des missions de service public pour garantir la sécurité d'acheminement auprès de ses 945 clients (expéditeurs, distributeurs, industriels, centrales et producteurs de biométhane). Avec ses filiales Elengy, leader des terminaux méthaniers en Europe, et GRTgaz Deutschland opérateur du réseau de transport allemand MEGAL, GRTgaz joue un rôle clé sur la scène européenne. L'entreprise exporte ses savoir-faire à l'international, notamment des prestations développées par son centre de recherches RICE.



Le SPEGNN, syndicat professionnel des entreprises locales gazières, regroupe une trentaine d'entreprises locales, publiques ou coopératives, ayant des activités de gestionnaire de réseaux publics de distribution, de fournisseur et de producteur. Le syndicat et ses adhérents s'impliquent pour construire un système énergétique compétitif, sûr et neutre en carbone en mobilisant le potentiel local pour développer les gaz renouvelables. Les adhérents du SPEGNN, acteurs de la transition énergétique de leurs territoires, s'y emploient en créant des modèles en circuit-court et des emplois locaux.



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 75 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 26% des capacités de stockage nationales. Elle a réalisé en 2019, un chiffre d'affaires de 500 M€ et compte plus de 650 collaborateurs.

Ont contribué à cette édition :

SER : Robin APOLIT, Gilles CORMAN, Quitterie VINCENT, Valérie WEBER-HADDAD

GRDF : Étienne GOUDAL, Alexis MASSE

GRTgaz : Antonin BOISSIN, Anne EVRARD

SPEGNN : Roger BOCK

Teréga : Grégory BUGLER

Syndicat des énergies renouvelables / 40-42 rue La Boétie - 75008 Paris / www.enr.fr

GRDF - Gaz Réseau Distribution France / Société Anonyme au capital de 1800 745 000 euros / RCS Paris 444 786 511 / www.grdf.fr

GRTgaz / Société Anonyme au capital de 620 424 930 euros / RCS Nanterre 440 117 620 / www.grtgaz.com

SPEGNN - Syndicat Professionnel des Entreprises Locales Gazières / www.spegnn.fr

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

La responsabilité du Syndicat des énergies renouvelables, de GRDF - Gaz Réseau Distribution France S.A., de GRTgaz S.A., du SPEGNN - Syndicat Professionnel des Entreprises Locales Gazières, 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 certifié PEFC, issu de forêts gérées durablement et de sources contrôlées.