

PANORAMA DES GAZ RENOUVELABLES EN 2024



● PRÉAMBULE

Cette dixième édition du « Panorama des gaz renouvelables », fruit de la coopération du Syndicat des énergies renouvelables (SER), de Gaz et Territoires, de GRDF, de NaTran et de Teréga, présente une actualisation des chiffres de la filière gaz renouvelables en France, sous forme d'infographies.

Cette filière, apparue au début des années 2010, s'est durablement ancrée dans le mix énergétique français : ainsi les quantités de production effectivement injectées dans les réseaux de gaz ont encore progressé en un an, pour atteindre 11,6 TWh¹ fin 2024, contre 9,1 TWh fin 2023 (+27%).

Toutes les informations chiffrées comprises dans ce panorama 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, le cadre économique et réglementaire, un volet européen et la présentation des projets d'injection de biométhane.

Après une phase de forte dynamique grâce aux investissements et à la mobilisation des acteurs, la filière connaît un net ralentissement des mises en service. La révision tarifaire de 2019, accentuée par les crises sanitaires et énergétiques, a fragilisé son développement. Le manque de visibilité et l'instabilité des cadres économiques et réglementaires freinent sa croissance. La révision tarifaire de juin 2023 permet aujourd'hui d'inverser la tendance mais il reste urgent de réunir les conditions nécessaires pour relancer durablement la filière, en donnant plus de visibilité aux acteurs et en libérant le potentiel des nouvelles filières complémentaires de production de gaz renouvelables, telles que la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale et le power to méthane.

1. 11609 GWh en 2024 précisément. Le wattheure (Wh) est une unité de mesure de la production ou de la consommation d'énergie.
1 kilowattheure (kWh) = 1000 Wh / 1 mégawattheure (MWh) = 1000 kWh / 1 gigawattheure (GWh) = 1000 MWh / 1 térawattheure (TWh) = 1000 GWh

ÉDITORIAL

L'année 2024 restera marquée par une série de rebonds politiques et des enjeux majeurs pour l'énergie. Le lancement, début novembre, de la concertation sur la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) et la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) constitue un moment clé pour fixer les priorités publiques de la prochaine décennie, et nous permettre d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050.

Si la filière salue l'objectif de 44 TWh PCS de biométhane injecté pour 2030, elle reste prudente face à l'avenir de la place du gaz dans le mix énergétique français. La trajectoire 2030 apparaît cohérente mais l'objectif affiché alors pour 2035 – entre 44 et 79 TWh PCS – manque clairement d'ambition et pourrait s'apparenter à un signal d'arrêt risquant de ralentir la dynamique de la filière, qui dispose pourtant d'un potentiel de production important. Celui-ci pourra être pleinement exploité à condition de mettre en place des mesures adaptées de soutien financier et réglementaire et de promotion telles que le lancement d'actions de communication et d'appui au développement des usages. À ce titre, le projet de PPE n'intègre pas d'objectifs pour les technologies complémentaires de production de gaz renouvelables et bas-carbone que constituent la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale et le power to méthane, pourtant essentielles à l'atteinte des objectifs de décarbonation. Le projet de PPE n'intègre pas non plus le biométhane non injecté, dont le potentiel mérite également d'être pleinement activé lorsque les producteurs sont implantés loin des réseaux de gaz.

Les acteurs de la filière soulignent l'importance d'une planification énergétique équilibrée, intégrant entièrement et significativement les atouts des gaz renouvelables et bas-carbone pour réussir la transition énergétique. Ils rappellent que leur développement est essentiel pour garantir la souveraineté énergétique de la France, promouvoir l'économie circulaire et la durabilité de l'agriculture française et développer l'emploi dans les territoires tout en valorisant les infrastructures gazières existantes.

MÉTHANISATION : RÉAFFIRMER SON RÔLE CLÉ DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Après deux années particulièrement dynamiques, 2024 marque un ralentissement sensible des nouveaux raccordements d'installations de production de biométhane injecté. Ce ralentissement résulte de la révision des tarifs d'achat en 2020, aggravée par les crises sanitaires et énergétiques successives. Avec 79 nouvelles mises en service en 2024, un niveau équivalent à 2019, la croissance de la filière diminue, et la tendance se prolongera en 2025.

À l'avenir, la filière biométhane doit continuer de bénéficier d'un socle de soutiens publics à la production, assurant stabilité et visibilité, en particulier pour les petits projets (inférieurs à 25 GWh/an). Ces soutiens doivent rester cohérents avec les ambitions des pouvoirs publics. Il s'agira également de fixer des objectifs ambitieux pour les dispositifs qui ne reposent pas sur les finances publiques et qui soutiendront la demande en gaz renouvelables : les certificats de production de biogaz (CPB) pour la décarbonation du résidentiel/tertiaire, et le futur dispositif d'incitation à la réduction de l'intensité carbone des carburants (IRICC) pour la mobilité. Parallèlement, il est important que soient mis en place des dispositifs d'aides aux consommateurs de gaz renouvelables pour l'industrie accélérant le verdissement des usages.

En juillet 2024, la publication des derniers textes réglementaires relatifs au dispositif CPB a offert un levier clé pour le développement du biométhane. Pour en garantir l'efficacité, il est fondamental de fixer au plus tôt une trajectoire de restitution de CPB post-2028 afin d'assurer stabilité et visibilité aux acteurs de la filière. L'aboutissement des travaux sur la mise en œuvre technique sera déterminante pour assurer le bon développement du biométhane.

La production de biométhane sera également stimulée par une demande accrue. Cela suppose enfin de reconnaître que la consommation de biométhane réduit le bilan carbone de l'acheteur, ainsi que de créer les incitations, notamment fiscales, susceptibles d'encourager la demande.

D'autre part, les acteurs alertent sur l'absence d'un cadre dérogatoire pour les projets soumis à la loi Zéro artificialisation nette (ZAN). Il est essentiel de créer des dérogations pour garantir l'accès au foncier nécessaire à l'implantation des nouveaux projets de production de gaz renouvelables et à leurs infrastructures tout en préservant les équilibres dans nos territoires, en cohérence avec les objectifs des SRADDET (schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires). Parallèlement, le dialogue avec les acteurs agricoles doit se poursuivre pour favoriser l'émergence d'installations territoriales exemplaires au service de l'intérêt collectif. Cela implique une étroite collaboration entre les développeurs, qui apportent expertise énergétique et fonds propres, et les agriculteurs, désireux de convertir leurs intrants en fertilisant organique et d'accompagner l'évolution de leur exploitation agricole dans le cadre de la transition agroécologique.

Enfin, à l'heure où la souveraineté énergétique, industrielle et alimentaire représente une priorité stratégique en France et en Europe, la méthanisation a plus que jamais un rôle à jouer.

TECHNOLOGIES COMPLÉMENTAIRES : DES PAS EN AVANT, MAIS DE PETITS PAS

Le projet de PPE se focalise exclusivement sur la méthanisation. À ce stade, ce projet fait référence au potentiel des technologies complémentaires de production de gaz renouvelables et bas-carbone telles que la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale et le power to méthane mais sans leur fixer d'objectif. Cependant, si un cadre économique favorable était rapidement instauré, notamment avec des mécanismes de soutien clairs et adaptés, ces filières pourraient rapidement se développer et contribuer aux objectifs de décarbonation.

Malgré son potentiel et les nombreux projets en développement en France, la pyrogazéification, annoncée comme une technologie d'avenir, attend toujours son appel à projets national dont le lancement initial était inscrit dans l'actuelle PPE et prévu dès 2023. Ce retard freine le déploiement industriel d'une solution essentielle pour décarboner le secteur de l'industrie et les transports lourds, tout en valorisant des déchets sans le moindre rejet atmosphérique compte tenu de l'absence de cheminée.

En 2024, les résultats de l'Appel à manifestation d'intérêt (AMI) relatif à la gazéification hydrothermale ont mis en lumière un intérêt fort pour cette technologie, particulièrement adaptée à la valorisation de certains effluents agricoles, des boues d'épuration et des déchets liquides industriels. Plusieurs projets pilotes sont attendus dans les prochaines années, ouvrant la voie au développement industriel de la gazéification hydrothermale à l'horizon 2030.

Ces technologies complémentaires, nécessaires à la décarbonation du mix gazier et prometteuses pour renforcer l'autonomie énergétique, sont encore en quête d'une meilleure coordination et d'une priorisation adaptée dans les politiques publiques. Cependant, les acteurs français du secteur, constitués de grandes entreprises, de start-ups et de centres de recherche de pointe, font preuve d'un dynamisme remarquable, et leur développement s'appuiera sur un signal politique clair, essentiel pour mobiliser les financements nécessaires à leur industrialisation à grande échelle.

Les partenaires du Panorama des gaz renouvelables,



PRÉSENTATION DES ACTEURS



Le **Syndicat des énergies renouvelables (SER)** regroupe plus de 500 adhérents, représentant un secteur générant plus de 166 000 emplois. L'organisation professionnelle rassemble les industriels de l'ensemble des filières énergies renouvelables : bois-énergie, biocarburants, éolien terrestre et en mer, énergies marines renouvelables, gaz renouvelables, géothermies 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.
www.syndicat-energies-renouvelables.fr



Gaz et Territoires est le syndicat professionnel représentatif des entreprises locales de distribution de gaz. Ses adhérents sont des acteurs locaux, appartenant à la sphère publique ou coopérative, ayant des missions de service public et d'intérêt général au cœur des territoires dans lesquels ils sont implantés. Au plus proche des attentes et par une fine connaissance du terrain, les entreprises locales de distribution accompagnent les usagers, créent du lien et de l'emploi local, innovent et œuvrent à accélérer la transition énergétique. Elles opèrent en circuit-court au sein des territoires qu'elles desservent, attentives à l'acceptabilité sociale et entretiennent la confiance de plus de 2 millions d'habitants.
www.gaz-et-territoires.fr



GRDF est le gestionnaire du plus grand réseau de distribution de gaz en Europe. Il exploite et entretient 207 000 km de réseaux en garantissant la sécurité des personnes et des biens. GRDF est l'acteur incontournable d'une transition énergétique abordable et ancrée dans les territoires. Présent dans plus de 9 500 communes, l'entreprise est le partenaire des collectivités qu'elle accompagne dans leur décarbonation au travers de leurs choix de politiques énergétiques et de mobilité durable. GRDF distribue le gaz à près de 11 millions de clients pour se chauffer, cuisiner, se déplacer, quel que soit leur fournisseur. Pour chaque usage, GRDF propose des solutions pragmatiques pour réduire l'empreinte carbone de ses clients : sobriété, gaz vert, efficacité énergétique et équipements performants. L'entreprise se mobilise pour atteindre 20% de gaz verts dans les réseaux en 2030, un objectif qui permettra au plus grand nombre de bénéficier d'une énergie renouvelable et produite en France. GRDF est le 1^{er} distributeur de gaz qui s'inscrit dans une trajectoire de décarbonation – tous scopes confondus et à périmètre constant – en adéquation avec l'accord de Paris.
www.grdf.fr



NaTran est le nouveau nom de GRTgaz. L'année 2025 marque les 20 ans de l'entreprise qui ouvre une nouvelle page de son histoire en changeant de nom et en adoptant un projet d'entreprise NaTran-2030 tourné vers la transition énergétique et la neutralité carbone à l'horizon 2050. Pour y parvenir, l'entreprise adapte son réseau et ses pratiques aux défis écologiques, économiques et numériques. Elle propose des infrastructures et une logistique adaptée aux gaz qui participent à la transition énergétique (biométhane, H₂ et CO₂). NaTran est le 2^{ème} opérateur de transport de gaz en Europe. Le Groupe compte deux filiales : Elengy (leader des terminaux méthaniers en Europe) et NaTran Deutschland (opérateur du réseau MEGAL). NaTran assure des missions de service public visant à garantir la sécurité d'acheminement de ses clients. Son centre de recherche NaTran R&I (précédemment RICE) fait référence au niveau international en matière de recherche et d'innovation appliquée à la transition énergétique. Chiffres clés NaTran Groupe : 33 800 km de canalisations, 680 TWh de gaz transporté, près de 3 800 salariés, 2,6 milliards d'euros de chiffre d'affaires en 2023.
www.natransgroupe.com



Implantée dans le Grand Sud-Ouest, carrefour des grands flux gaziers européens, **Teréga** déploie depuis 80 ans un savoir-faire d'exception dans le développement d'infrastructures de transport et de stockage de gaz et conçoit aujourd'hui des solutions innovantes pour relever les grands défis énergétiques en France et en Europe. Véritable accélérateur de la transition énergétique, Teréga dispose de plus de 5 000 km de canalisations et de deux stockages souterrains représentant respectivement 15,6% du réseau de transport de gaz français et 26,9% des capacités de stockage nationales. L'entreprise a réalisé en 2023 un chiffre d'affaires de 494 M€ (hors équilibrage congestion) et compte 646 collaborateurs. La responsabilité sociétale est au cœur de la stratégie de Teréga, engagée dans la transition énergétique vers la neutralité carbone. Teréga déploie des programmes dans l'ensemble des domaines ESG (Environnement, Social, Gouvernance) : la sécurité de ses collaborateurs et la sûreté de ses infrastructures via le programme PARI 2025 ; le développement durable des territoires et la responsabilité sociale via le programme ENERGIZ MOUV ; le soutien de projets philanthropiques à travers le fonds de dotation Teréga Accélérateur d'Énergies ; la réduction des impacts environnementaux grâce au programme BE POSITIF, avec un engagement de réduction des émissions de gaz à effet de serre de -34% à l'horizon 2030 par rapport à 2021 sur l'ensemble des scopes 1, 2 et 3, permettant d'atteindre -54% sur les scopes 1 et 2 par rapport à 2017.
www.terega.fr

TABLE DES MATIÈRES

PRÉAMBULE	1
ÉDITORIAL	2
PRÉSENTATION DES ACTEURS	4
1. LE BIOMÉTHANE PRODUIT PAR MÉTHANISATION : UN GAZ RENOUVELABLE ESSENTIEL	6
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	6
1.2. Typologie des installations d'injection de biométhane et des classes d'intrants utilisés pour leur approvisionnement	9
2. CHIFFRES CLÉS ET PARC DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE EN FRANCE	12
2.1. Chiffres clés au 31 décembre 2024	12
2.2. Caractéristiques du parc des installations d'injection de biométhane en France	13
2.3. Répartition régionale du parc des installations d'injection de biométhane en France	14
2.4. Production réelle du parc des installations de biométhane en France	15
2.5. Cartographie de la production de biométhane en Europe	17
3. RÉSERVATIONS DE CAPACITÉS D'INJECTION AU 31 DÉCEMBRE 2024	18
<i>FOCUS SUR LA MOBILITÉ</i>	21
4. CADRE ÉCONOMIQUE ET RÉGLEMENTAIRE	22
4.1. La réglementation encadre le développement de la filière	22
4.2. Sécurité des installations et protection de l'environnement	26
4.3. Étapes Techniques, administratives, et acteurs d'un projet de méthanisation	27
4.4. Garantir la traçabilité des gaz renouvelables dans les réseaux	29
4.5. Adapter les réseaux de gaz existants pour accueillir davantage de gaz renouvelables	31
5. TECHNOLOGIES COMPLÉMENTAIRES DE PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES	34
5.1. La pyrogazéification de résidus solides	35
5.2. La gazéification hydrothermale	37
5.3. Le power to méthane	39
5.4. Hydrogène renouvelable	40
<i>FOCUS SUR LE CO₂ BIOGÉNIQUE</i>	42
<i>FOCUS SUR LE 1^{ER} BAROMÈTRE DES ENTREPRISES DES GAZ RENOUVELABLES ET BAS-CARBONE</i>	44

1. LE BIOMÉTHANE PRODUIT PAR MÉTHANISATION : 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 mature 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 : **le biogaz**.

La matière organique peut provenir de divers secteurs : agricole, industriel, déchets de restauration, déchets de collectivités, biodéchets, gaz issu des installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND)², etc. Une fois collectées et transportées sur le site de méthanisation, les matières organiques sont triées, brassées et chauffées pendant quelques semaines dans un digesteur (enceinte privée d'oxygène). Ce processus de digestion anaérobie de matières organiques produit du biogaz qui peut être valorisé en chaleur seule (par combustion en chaudière) ou en électricité et en chaleur (par cogénération). 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.

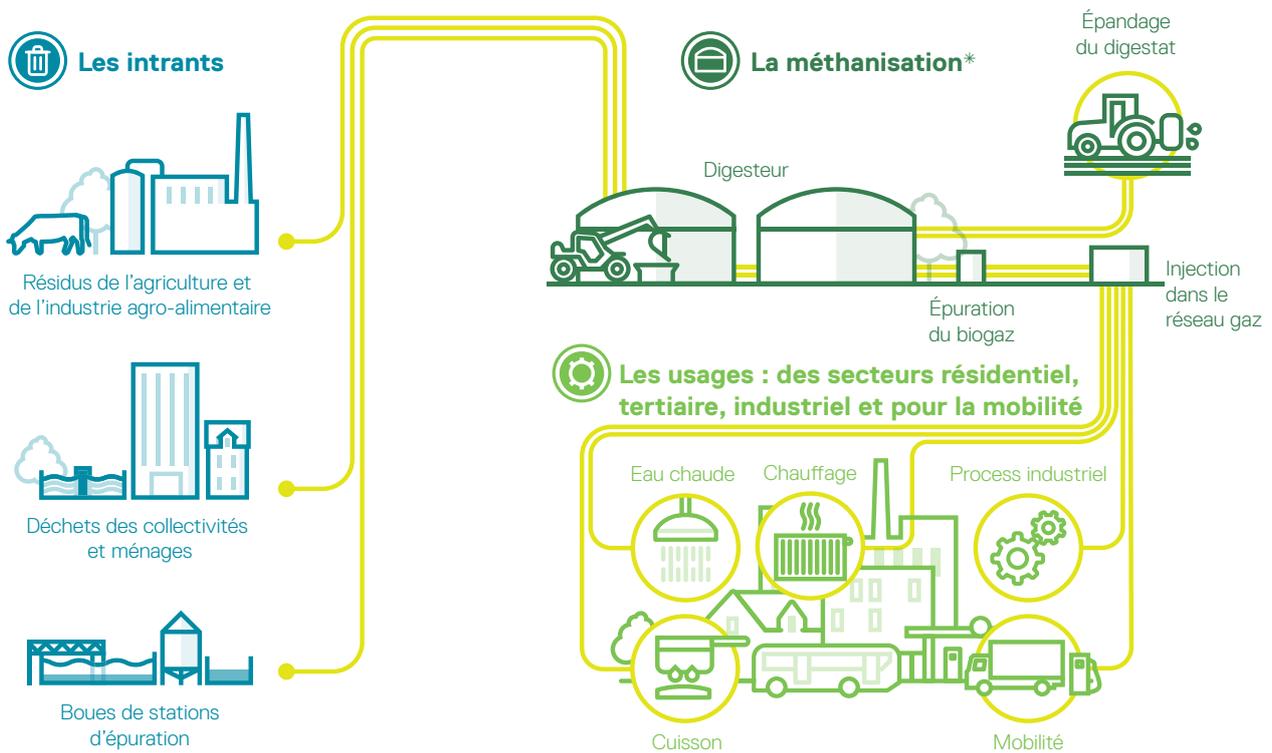
La méthanisation a pour spécificité d'être une filière de production de combustible ou de carburant, mais aussi une filière alternative de traitement des déchets organiques. En collectant ces déchets pour produire du biométhane, on limite leur impact environnemental en évitant les émissions de gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère, et en valorisant leur potentiel énergétique. La production de biogaz génère également un coproduit appelé **digestat**. Il s'agit d'une **matière fertilisante organique naturelle**, qui peut être épandue sur les terres agricoles et qui 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), adoptée en 2015, a fixé un objectif minimal de production représentant 10 % de la consommation de gaz à l'horizon 2030, soit entre 39 et 42 TWh. Le Comité prospective de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) avait conclu que cet objectif était réaliste et atteignable, et ce que confirme également les projets en cours de révision de la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) et de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

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

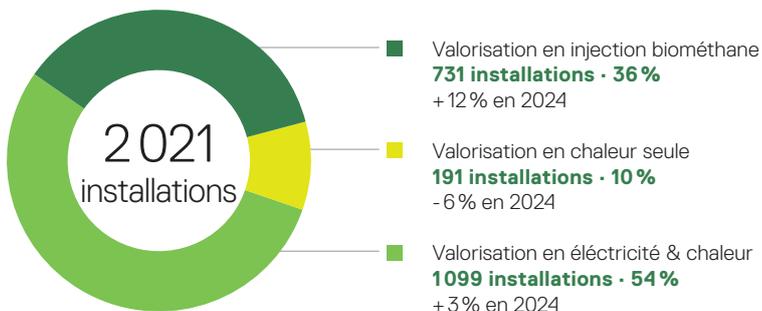
Source : GRDF



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

NOMBRE D'INSTALLATIONS QUI PRODUISENT ET VALORISENT DES GAZ RENOUVELABLES À FIN 2024

Source : SER d'après, ODR décembre 2024 & Tableau de bord du MTE au 31/12/2024



Fin 2024, la France compte un peu plus de 2000 installations de production de biogaz dont 36% le valorisent sous forme de biométhane injecté dans les réseaux de gaz, contre 14% cinq ans plus tôt.

MéthaFrance
Portail National de la Méthanisation



Initié en 2020, le projet de « portail méthanisation », dont le pilotage a été confié au SER par la DGEC à l'issue du groupe de travail ministériel sur la méthanisation, a été validé par les ministères de l'Agriculture et de la Transition écologique fin 2021. Le portail numérique, baptisé « **MéthaFrance** », a été mis en ligne début 2022, à l'occasion du Groupe national d'échanges sur le Biogaz. Élaboré par un comité de pilotage qui réunit de nombreux acteurs représentatifs de la filière, **il doit permettre de renforcer la connaissance et l'appropriation de la méthanisation auprès du grand public** (définition, fonctionnement, enjeux, emplois, etc.).

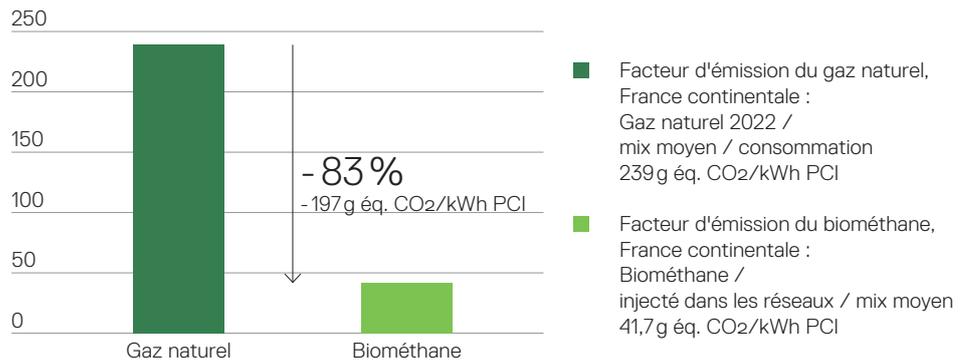
www.methafrance.fr

La base Empreinte de l'ADEME est un outil en open data mettant à disposition des jeux de **données sur les facteurs d'émission GES des principaux vecteurs énergétiques**. Ainsi les facteurs d'émission GES du gaz naturel et du biométhane sont disponibles, fruits d'une approche ACV (analyse de cycle de vie) permettant une prise en compte des émissions sur toute la chaîne de la production à l'usage.

Exemple de la substitution du gaz naturel par du biométhane :

POUVOIR DE DÉCARBONATION DU BIOMÉTHANE EN SUBSTITUTION AU GAZ NATUREL

Source / Jeu de données : Base Empreinte® de l'ADEME



En utilisant 100% de biométhane à la place du gaz naturel, l'empreinte carbone est réduite de 83%, sans aucune modification à apporter à l'installation d'utilisation.



Par ailleurs, la mise en place de filières de méthanisation s'inscrit dans une logique d'économie circulaire et contribue à décarboner le secteur agricole et à préserver l'emploi local / l'activité économique localement.

<https://base-empreinte.ademe.fr/>



1.2. TYPOLOGIE DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE ET DES CLASSES D'INTRANTS UTILISÉS POUR LEUR APPROVISIONNEMENT

■ TYPOLOGIES DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE BIOGAZ / BIOMÉTHANE³

Il existe trois catégories d'installations : **(A) la méthanisation hors STEP⁴**, **(B) la méthanisation STEP**, et **(C) les ISDND**.



A.1. LA MÉTHANISATION AGRICOLE AUTONOME

- ♦ portée par un ou plusieurs exploitants agricoles ou par une structure agricole,
- ♦ qui méthanise plus de 90 % des matières agricoles issues de la ou des exploitation(s) agricole(s).



A.2. LA MÉTHANISATION AGRICOLE TERRITORIALE

- ♦ portée par un agriculteur, un collectif d'agriculteurs ou par une structure agricole,
- ♦ qui méthanise plus de 50 % de matières issues de la ou des exploitation(s) agricole(s),
- ♦ intégrant des déchets du territoire (industries, STEP, etc.).



A.3. LA MÉTHANISATION TERRITORIALE

- ♦ portée par un développeur de projet ou par un ou plusieurs industriels,
- ♦ qui méthanise des matières issues ou non d'exploitations agricoles,
- ♦ intégrant des déchets du territoire (industrie, STEP, etc.).



A.4. LA MÉTHANISATION DE DÉCHETS MÉNAGERS ET BIODÉCHETS

- ♦ portée par une collectivité locale, un syndicat de traitement des déchets, un ou plusieurs industriels,
- ♦ qui méthanise les biodéchets collectés sélectivement ou traitant la fraction organique des ordures ménagères triées en usine.



B. LA MÉTHANISATION DE BOUES DE STATIONS D'ÉPURATION DES EAUX USÉES (STEP)

- ♦ portée par une collectivité locale, ou un industriel,
- ♦ qui méthanise les boues issues de la dépollution des eaux usées urbaines ou industrielles.



C. LE BIOGAZ DES INSTALLATIONS DE STOCKAGE DE DÉCHETS NON DANGEREUX (ISDND)

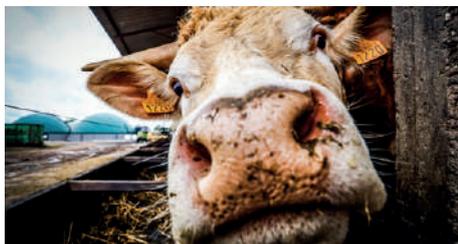
- ♦ Le biogaz produit naturellement dans les centres d'enfouissement (ISDND) par la décomposition de la fraction organique des déchets non dangereux est récupéré *via* des réseaux de captage.

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

4. STEP = Stations épuration des eaux usées.

■ PRÉSENTATION DES DIFFÉRENTES CLASSES DE MATIÈRES ORGANIQUES UTILISÉES POUR LA PRODUCTION DE BIOGAZ / BIOMÉTHANE⁵

Plusieurs types de **matières organiques**, aussi appelés **intrants**, peuvent être utilisés afin de faire fonctionner une installation de production de biogaz/biométhane.



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 d'élevage.



RÉSIDUS DE CULTURES

Les résidus de culture sont les parties aériennes des végétaux non récoltées et laissées sur le sol dans les champs ou les vergers au moment de la récolte : les tiges et les chaumes, les feuilles et les gousses par exemple.



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 végétaux sont obligatoires dans certaines régions ou zones à cause de la pollution des nitrates.



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 » : marc de pomme, fruits et légumes déclassés, erreur de recette, coquilles d'œufs, 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.

CULTURES PRINCIPALES⁶

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.

Crédits photos : GRDF - iStock - AdobeStock

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. En 2016, le gouvernement a introduit un plafond maximal d'approvisionnement par des cultures principales à hauteur de 15 % du tonnage brut total des intrants par année civile, avec une possibilité de lissage sur 3 ans (décret n° 2016-929 du 7 juillet 2016) et ce pour éviter la concurrence entre production d'énergie à partir de biomasse et les usages alimentaires. Dans les faits, ce seuil est en moyenne de 5 à 6% en moyenne selon FranceAgriMer. À noter que ce plafond est une exigence spécifique à la France, et qu'il vient s'ajouter aux critères de durabilité de la biomasse définis par la directive européenne sur les énergies renouvelables (dite RED II) qui s'appliquent aux installations de méthanisation. Le décret n°2022-1120 du 4 août 2022, dit « décret cultures » a mis fin au lissage sur 3 ans pour les installations de production de biométhane injecté. Désormais, la proportion maximale de cultures principales est applicable pour chaque « lot de biométhane » (un lot a une durée de 12 mois) défini dans l'arrêté du 1^{er} février 2023 relatif aux critères d'intrants, de durabilité et de réductions des émissions de gaz à effet de serre pour la production de biométhane.



BIODÉCHETS MÉNAGERS ET ASSIMILÉS

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 et de marché ne relèvent pas de ce périmètre.

DÉCHETS VERTS

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



BOUES

Il s'agit des boues traitées dans les stations d'épuration des eaux usées urbaines mais également des boues d'origine agroindustrielles qui sont des matières liquides provenant des abattoirs, laiteries, fromageries, biscuiteries, brasseries, conserveries, etc.



Crédits photos : AdobeStock



Manutention et stockage des intrants sur site. Crédit photo : GRDF / SAS VERRIÈRES CÉRÉALES

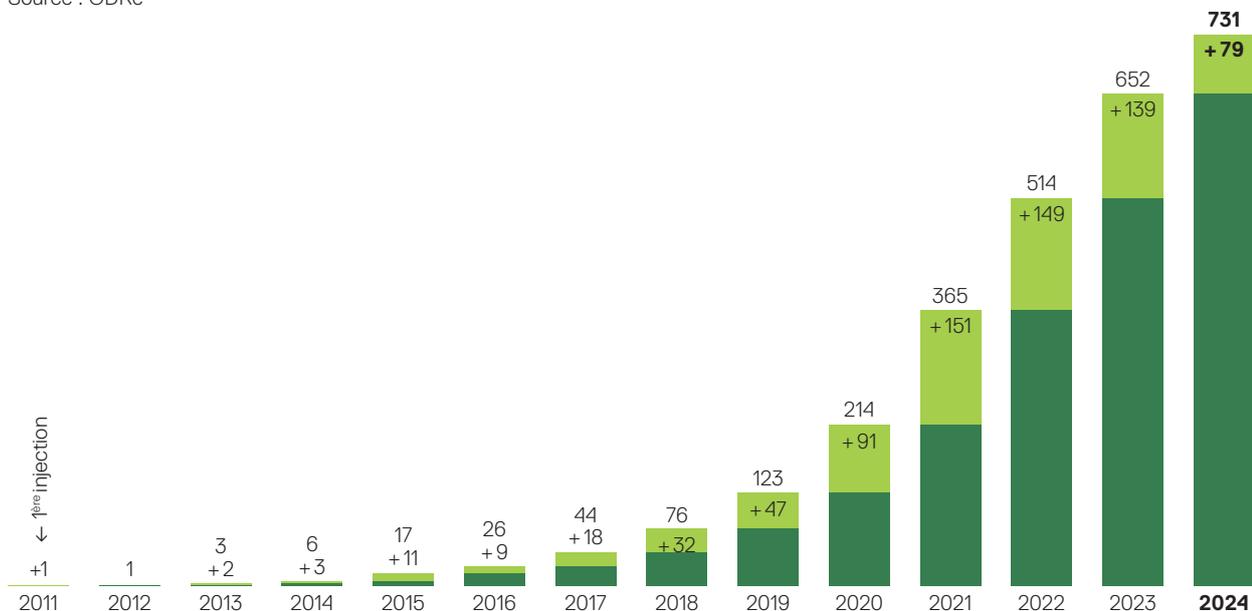
2. CHIFFRES CLÉS ET PARC DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE EN FRANCE

2.1. CHIFFRES CLÉS AU 31 DÉCEMBRE 2024⁷



NOMBRE TOTAL D'INSTALLATIONS EN SERVICE ET ÉVOLUTION ANNUELLE

Source : ODRé¹⁰



7. Le wattheure (Wh) est une unité de mesure de la production ou de la consommation d'énergie.
1 kilowattheure (kWh) = 1000 Wh / 1 mégawattheure (MWh) = 1000 kWh / 1 gigawattheure (GWh) = 1000 MWh / 1 térawattheure (TWh) = 1000 GW

8. Énergie injectée dans le réseau de gaz naturel en 2024 ; soit l'équivalent de la consommation d'environ 756 000 foyers ou 40 000 camions/bus.

9. Fin 2023, 2,4% de la consommation de gaz naturel totale de la France était d'origine renouvelable.

10. Source : Observatoire de la filière biométhane (ODRé) - <https://odre.opendatasoft.com/pages/observatoire-biomethane-v2/#implantation-des-sites>.
À noter que l'une des installations mise en service avant 2023 a été ôtée du total dans la mesure où celle-ci a définitivement fermé.

2.2. CARACTÉRISTIQUES DU PARC DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE EN FRANCE

RÉPARTITION DU NOMBRE D'INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE PAR TYPOLOGIE À FIN 2024

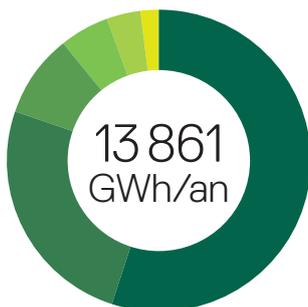
Source : ODRé à date du 31 décembre 2024



■ Agricole autonome	476 installations - 65 %
■ Agricole territoriale	146 installations - 20 %
■ Boues de stations d'épuration (STEP)	52 installations - 7 %
■ Méthanisation territoriale	25 installations - 4 %
■ Installation de stockage des déchets non dangereux (ISDND)	24 installations - 3 %
■ Déchets ménagers et biodéchets	8 installations - 1 %

RÉPARTITION DE LA PRODUCTION ANNUELLE PRÉVISIONNELLE¹¹ TOTALE DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE PAR TYPOLOGIE À FIN 2024

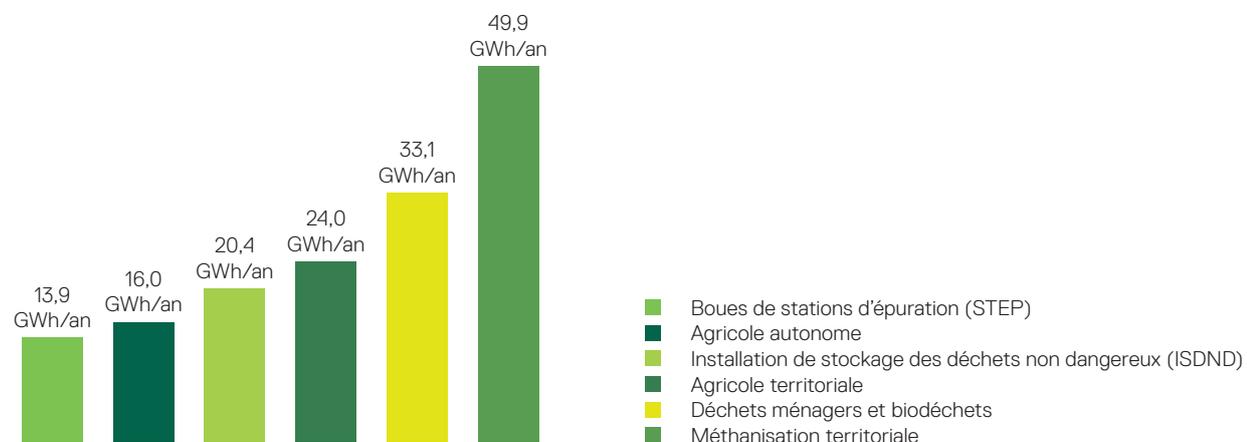
Source : ODRé à date du 31 décembre 2024



■ Agricole autonome	7 636 GWh/an - 55 %
■ Agricole territoriale	3 500 GWh/an - 25 %
■ Méthanisation territoriale	1 248 GWh/an - 9 %
■ Boues de stations d'épuration (STEP)	723 GWh/an - 5 %
■ Installation de stockage des déchets non dangereux (ISDND)	489 GWh/an - 4 %
■ Déchets ménagers et biodéchets	265 GWh/an - 2 %

TAILLE MOYENNE DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE PAR TYPOLOGIE À FIN 2024, EXPRIMÉE EN PRODUCTION ANNUELLE PRÉVISIONNELLE

Source : ODRé à date du 31 décembre 2024

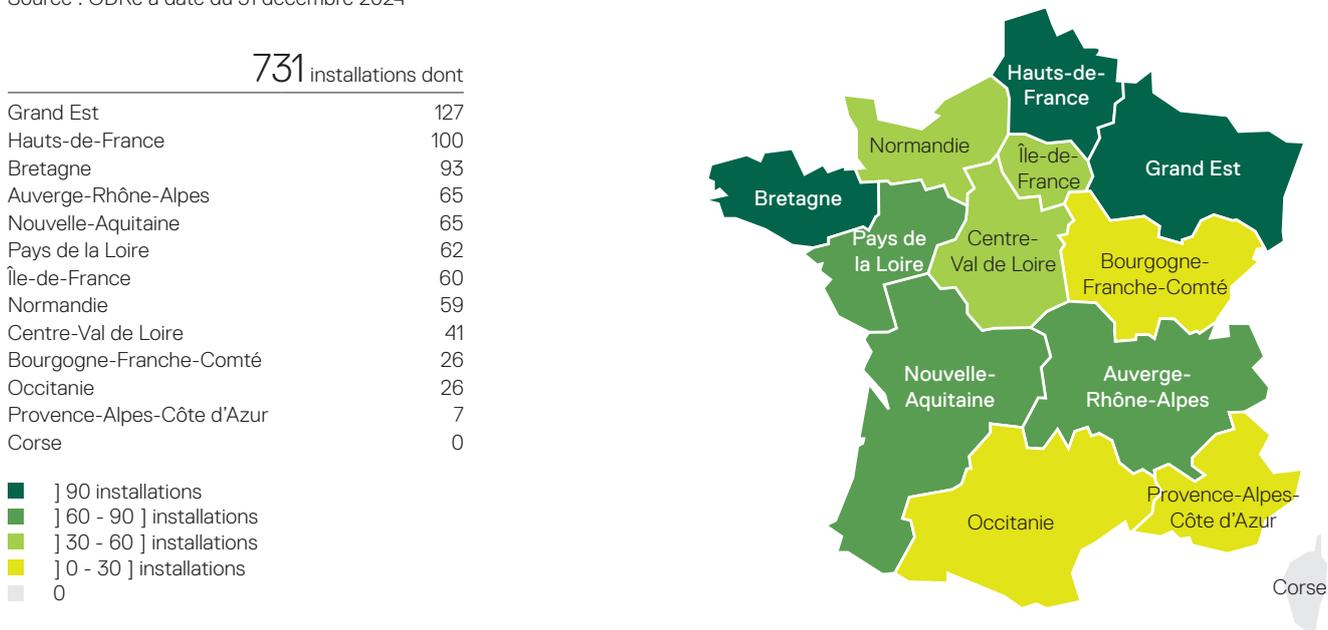


11. Les productions annuelles prévisionnelles exprimées en GWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes : capacité maximale de production (C_{max}) extraite du registre de capacités exprimée en m³(n)/h, Pouvoir Calorifique Supérieur du biométhane (PCS) = 10,9kWh/m³(n) et 8 200 heures de fonctionnement annuel.

2.3. RÉPARTITION RÉGIONALE DU PARC DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE EN FRANCE

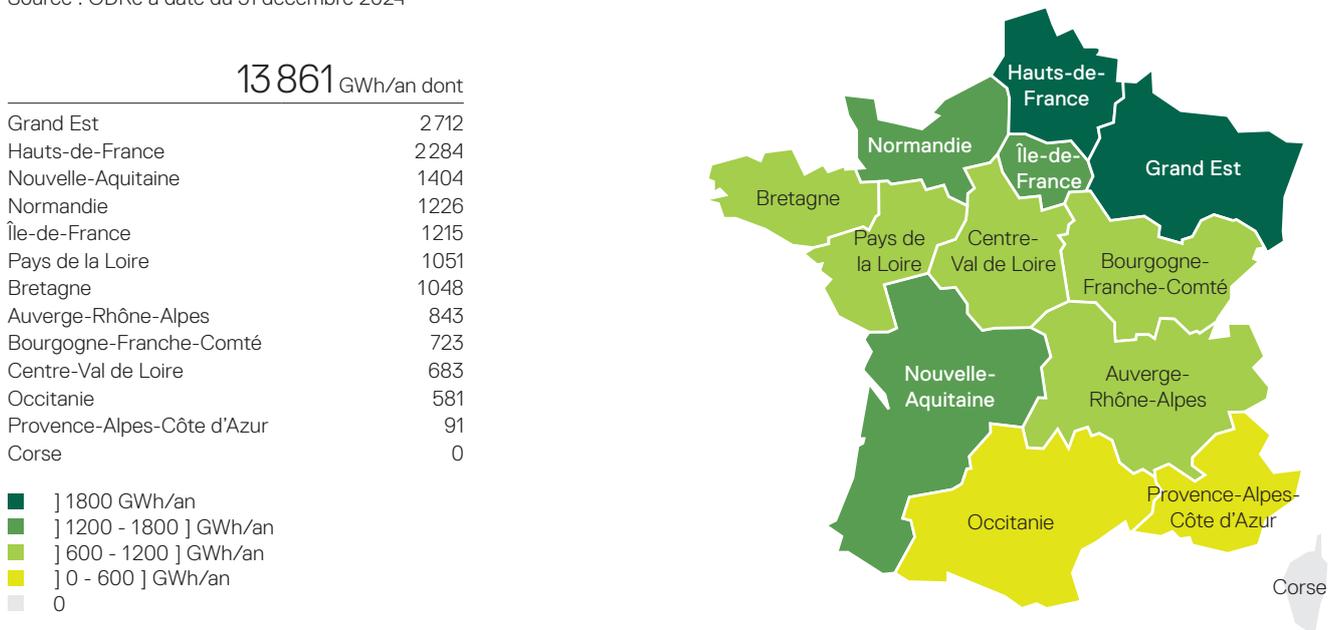
RÉPARTITION RÉGIONALE DU NOMBRE D'INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE À FIN 2024

Source : ODRé à date du 31 décembre 2024



RÉPARTITION RÉGIONALE DE LA PRODUCTION ANNUELLE PRÉVISIONNELLE¹² DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE À FIN 2024 (en GWh/an)

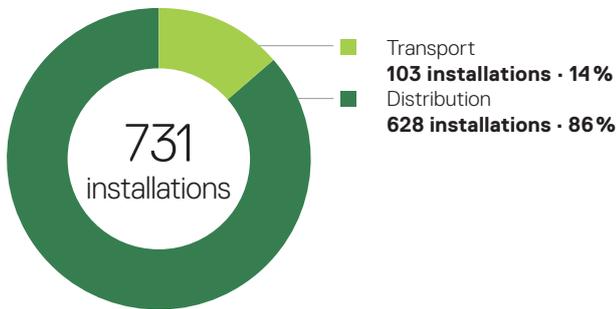
Source : ODRé à date du 31 décembre 2024



12. Les productions annuelles prévisionnelles exprimées en GWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes : Capacité maximale de production (Cmax) extraite du registre de capacités exprimée en m³(n)/h, Pouvoir Calorifique Supérieur du biométhane (PCS) = 10,9kWh/m³(n) et 8 200 heures de fonctionnement annuel.

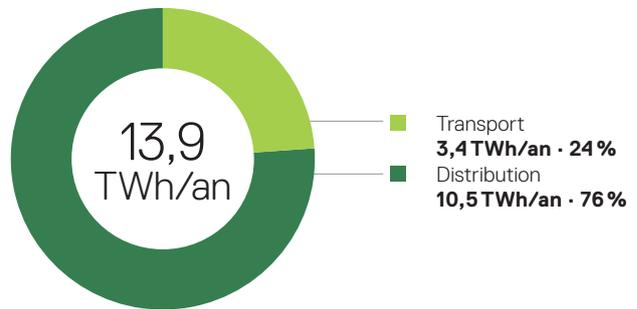
NOMBRE D'INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE PAR TYPE DE RÉSEAUX À FIN 2024

Source : ODRé à date du 31 décembre 2024



PRODUCTION ANNUELLE PRÉVISIONNELLE DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE PAR TYPE DE RÉSEAUX À FIN 2024

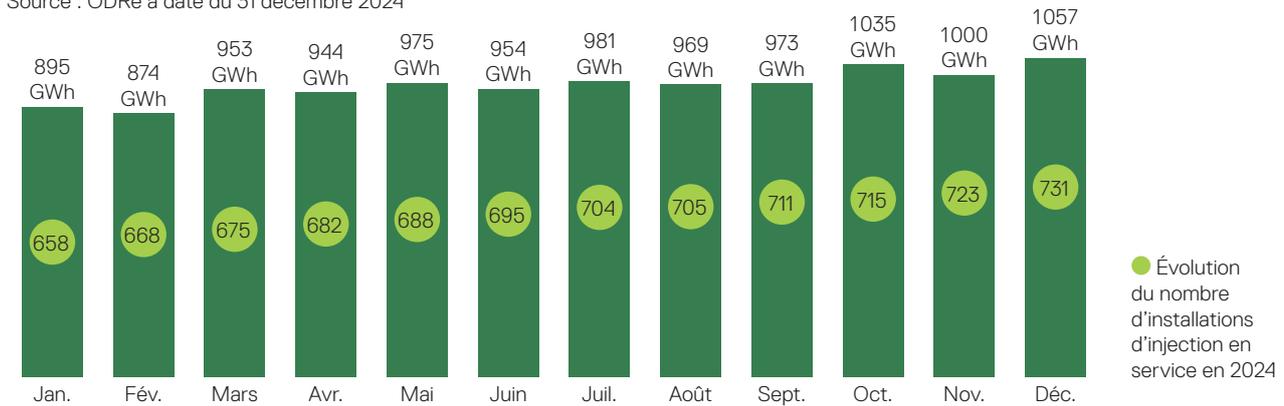
Source : ODRé à date du 31 décembre 2024



2.4. PRODUCTION RÉELLE DU PARC DES INSTALLATIONS DE BIOMÉTHANE EN FRANCE

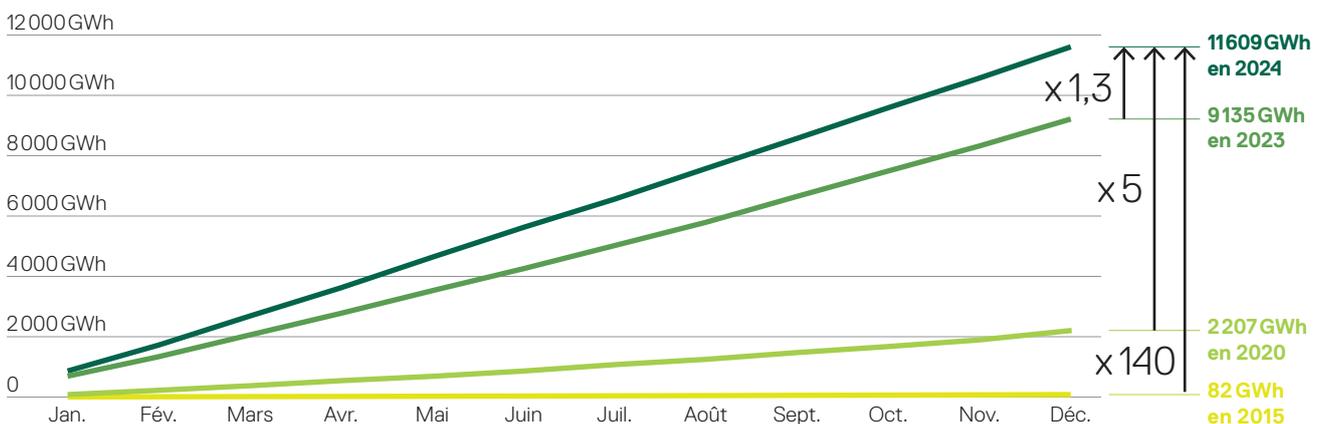
PRODUCTION MENSUELLE DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE EN 2024 (en GWh)

Source : ODRé à date du 31 décembre 2024



ÉVOLUTION ANNUELLE DE LA PRODUCTION CUMULÉE DE BIOMÉTHANE (en GWh)

Source : ODRé à date du 31 décembre 2024



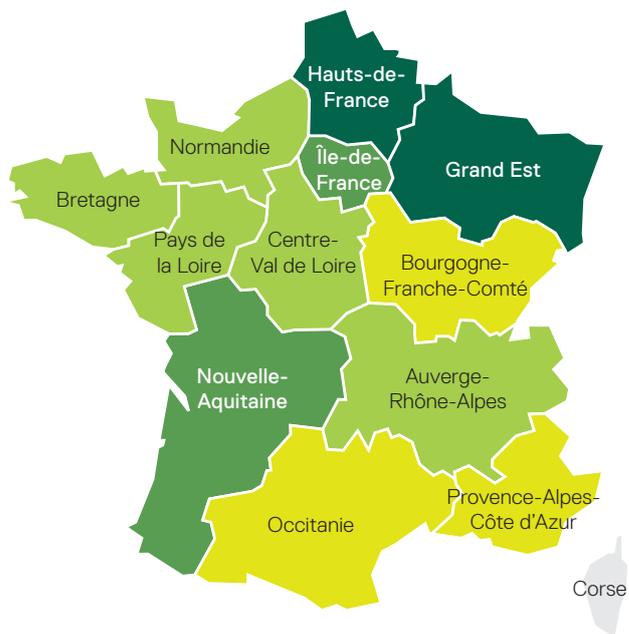
RÉPARTITION RÉGIONALE DE LA PRODUCTION DE BIOMÉTHANE EN 2024 (en GWh)

Source : ODRé à date du 31 décembre 2024

11 609 GWh dont

Grand Est	2555
Hauts-de-France	2066
Nouvelle-Aquitaine	1098
Île-de-France	1088
Pays de la Loire	951
Normandie	948
Bretagne	934
Auvergne-Rhône-Alpes	653
Centre-Val de Loire	533
Bourgogne-Franche-Comté	391
Occitanie	331
Provence-Alpes-Côte d'Azur	63
Corse	0

■] 1500 GWh
■] 1000 - 1500] GWh
■] 500 - 1000] GWh
■] 0 - 500] GWh
■ 0



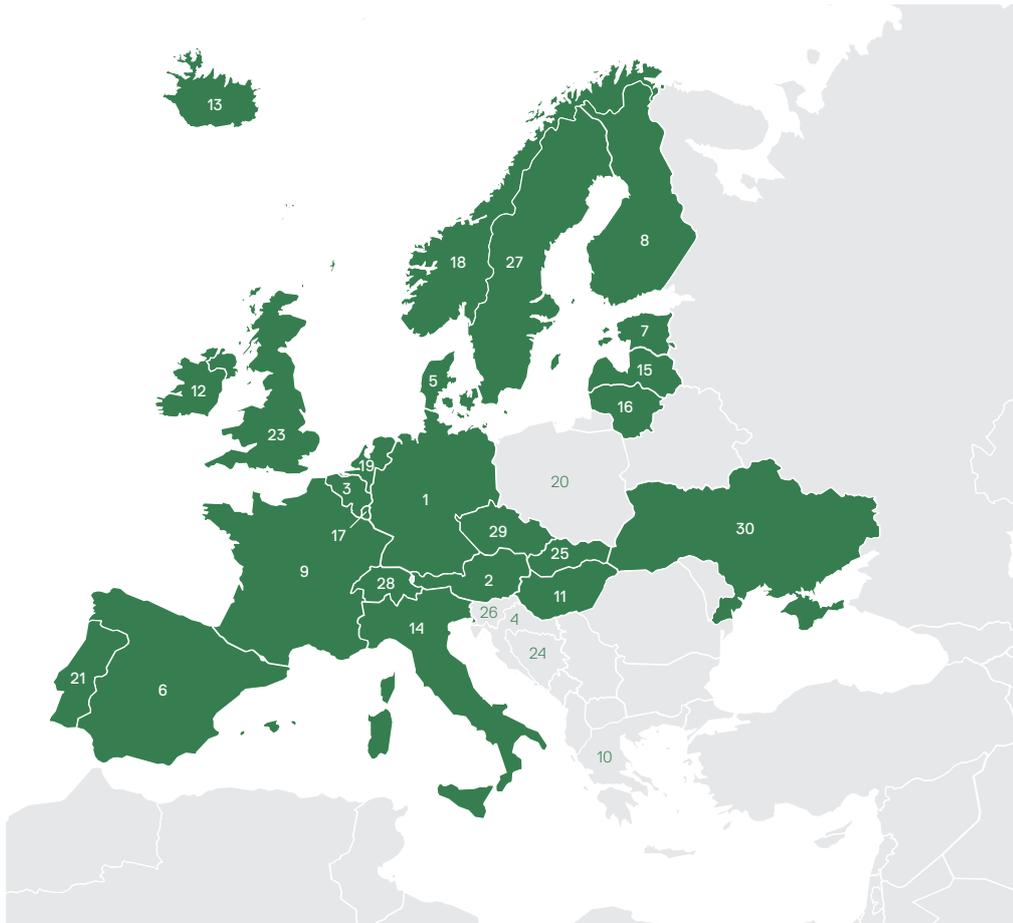
Crédit photo : Teréga

2.5. CARTOGRAPHIE DE LA PRODUCTION DE BIOMÉTHANE EN EUROPE

PANORAMA DE LA PRODUCTION DE BIOMÉTHANE EN EUROPE

Source : SER, d'après EBA Statistical Report 2024 – Tracking biogas and biomethane deployment across Europe
À fin 2024, seules les données à fin 2023 sont disponibles pour la grande majorité des pays, hormis la France et la Lettonie dont les données sont à fin 2024 et le Luxembourg dont les données sont à fin 2022.

Selon les données disponibles à fin 2024, on dénombre au moins 1581 installations de production de biométhane dans les principaux pays producteurs d'Europe, pour une production totale de biométhane d'au moins 54,7TWh.



1. ALLEMAGNE

En 2023, 258 installations ont produit plus de 13000GWh de biométhane.

2. AUTRICHE

En 2023, 16 installations ont produit 131GWh de biométhane, dont 14 d'entre elles ont injecté dans les réseaux.

3. BELGIQUE

En 2023, 9 installations ont produit 206GWh de biométhane, dont 7 d'entre elles ont injecté dans les réseaux.

4. CROATIE

Fin 2023, il n'y aucune installation de production de biométhane.

5. DANEMARK

En 2023, 59 installations ont produit 7428GWh de biométhane.

6. ESPAGNE

En 2023, 11 installations ont produit 252GWh de biométhane.

7. ESTONIE

En 2023, 8 installations ont produit 211GWh de biométhane.

8. FINLANDE

En 2023, 25 installations ont produit 242GWh de biométhane, dont 5 d'entre elles ont injecté dans les réseaux.

9. FRANCE

En 2024, 731 installations de production de biométhane ont injecté 11609GWh dans les réseaux.

10. GRÈCE

Fin 2023, il n'y aucune installation de production de biométhane.

11. HONGRIE

En 2023, 2 installations ont produit 90GWh de biométhane.

12. IRLANDE

En 2023, 2 installations de production de biométhane ont injecté 60GWh dans les réseaux.

13. ISLANDE

En 2023, 2 installations ont produit 49GWh de biométhane. Elles ne sont pas raccordées aux réseaux de gaz naturel.

14. ITALIE

En 2023, 96 installations ont produit 7800GWh de biométhane.

15. LETTONIE

En 2024, 7 installations ont produit 341GWh de biométhane.

16. LITUANIE

En 2023, 1 installation a produit 90GWh de biométhane.

17. LUXEMBOURG

En 2022, 3 installations de production de biométhane ont injecté 61GWh dans les réseaux.

18. NORVÈGE

En 2023, 16 installations ont produit 582GWh de biométhane, dont 3 d'entre elles ont injecté dans les réseaux.

19. PAYS-BAS

En 2023, 81 installations ont produit 2930GWh de biométhane.

20. POLOGNE

Fin 2023, il n'y aucune installation de production de biométhane.

21. PORTUGAL

En 2023, 3 installations ont produit 22GWh de biométhane.

22. ROUMANIE

Fin 2023, il n'y aucune installation de production de biométhane.

23. ROYAUME-UNI

En 2023, 120 installations ont produit 7500GWh de biométhane.

24. SERBIE

Fin 2023, il n'y aucune installation de production de biométhane.

25. SLOVAQUIE

En 2023, 1 installation a produit 63GWh de biométhane.

26. SLOVÉNIE

Fin 2023, il n'y aucune installation de production de biométhane.

27. SUÈDE

En 2023, 71 installations ont produit 1542GWh de biométhane.

28. SUISSE

En 2023, 47 installations ont produit 437GWh de biométhane.

29. TCHÉQUIE

En 2023, 10 installations ont produit 103GWh de biométhane.

30. UKRAINE

En 2023, 2 installations ont produit 30GWh de biométhane.

3. RÉSERVATIONS DE CAPACITÉS D'INJECTION AU 31 DÉCEMBRE 2024¹³



29,2 TWh/an
dans le registre

+ 9,8% en 2024

dont 15,4 TWh/an en file d'attente

et dont également :

- 28,46 TWh/an projets de méthanisation
- 0,71 TWh/an projets de pyrogazéification
- 0,03 TWh/an projets power to méthane



1358 projets inscrits
dans le registre

dont 983 en file d'attente

et dont également :

- 1347 projets de méthanisation
- 7 projets de pyrogazéification
- 4 projets power to méthane

Afin de suivre le développement de la filière, a été créé un registre commun aux gestionnaires de réseaux pour les projets demandant d'injecter dans le 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.

En 2022, le registre des capacités a été ouvert à tous les gaz renouvelables et bas carbone quelle que soit la technologie de production¹⁴. Dès lors, les données du registre comprennent donc les projets d'injection de gaz issus des technologies complémentaires (cf. page 33 à 39) : pyrogazéification, gazéification hydrothermale et power to méthane.

La production annuelle prévisionnelle¹⁵ cumulée des 1358 projets enregistrés dans le registre des capacités s'élève à 29,2 TWh/an, dont 15,4 TWh/an en file d'attente. Ces capacités de production pourraient être mises en service avant 2027, un projet prenant entre 2 et 5 ans pour être mené à terme.

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.

13. Source : <https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/registre-biomethane-trimestre/information/?fig=fr-fr&disjunctive.trimestre> & <https://www.naTrangroupe.com/sites/default/files/2022-10/Procedure-registre-capacite-annexe.pdf>

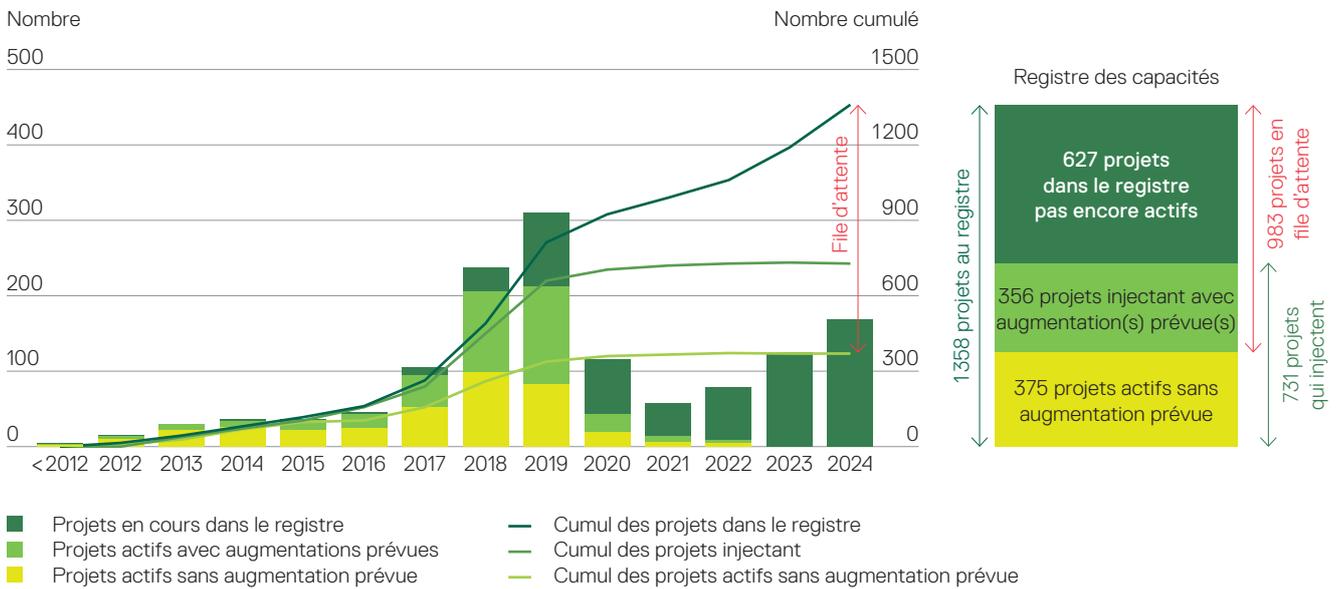
14. Source : <https://www.naTrangroupe.com/medias/actualites/elargissement-du-registre-des-capacites>

15. Les productions annuelles prévisionnelles exprimées en GWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes : Capacité maximale de production (Cmax) extraite du registre de capacités exprimée en m³(n)/h, Pouvoir Calorifique Supérieur du biométhane (PCS) = 10,9 kWh/m³(n) et 8 200 heures de fonctionnement annuel.

NOMBRE D'INSTALLATIONS 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.

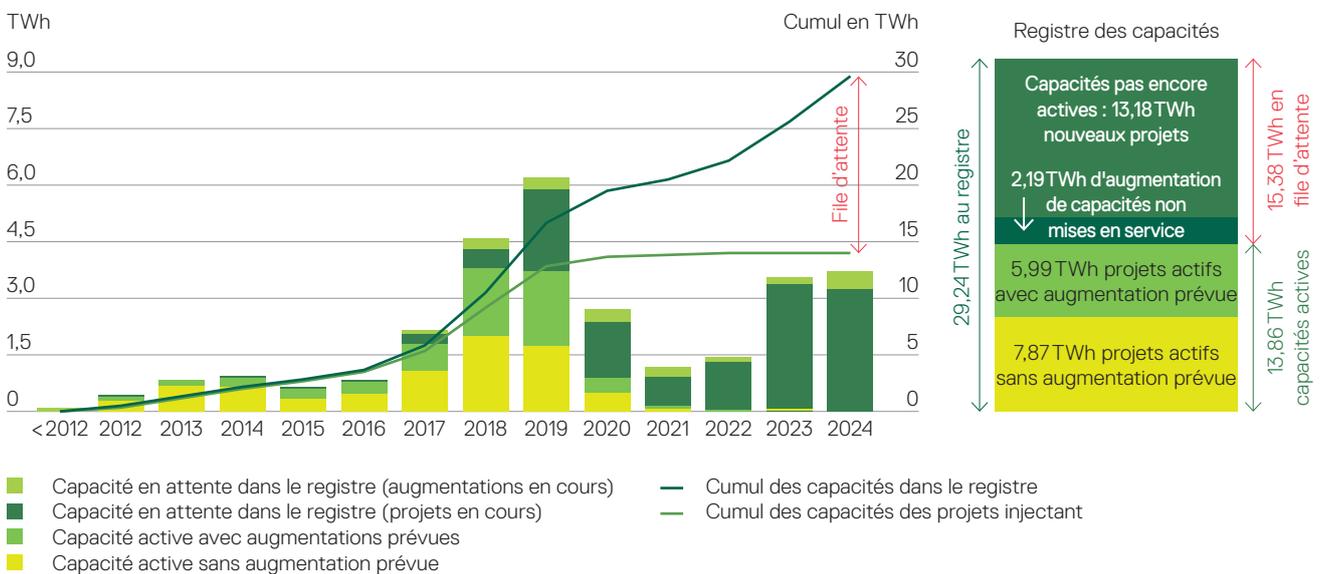
Source : registre des capacités au 31/12/2024



CAPACITÉS DANS LA LISTE D'ATTENTE DU TABLEAU DE BORD DU MINISTÈRE

France entière – hors projets en attente, sortis, abandonnés. Incluant les demandes d'augmentation de capacité

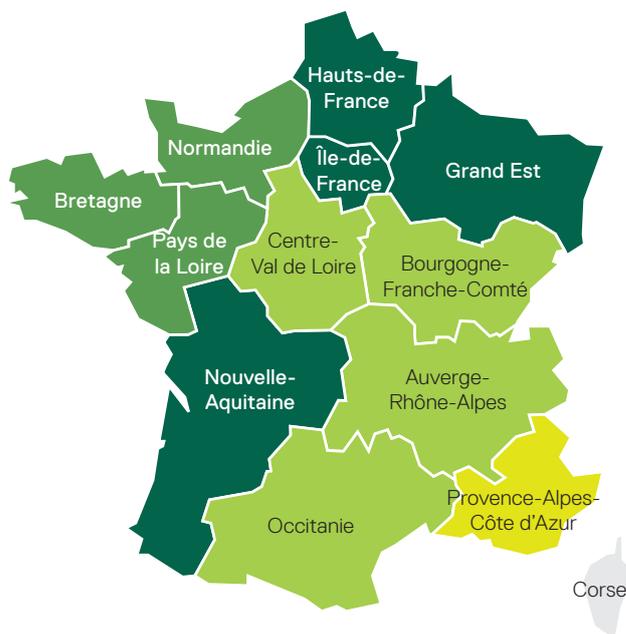
Source : registre des capacités au 31/12/2024



RÉPARTITION RÉGIONALE DE LA PRODUCTION ANNUELLE PRÉVISIONNELLE¹⁶ DES PROJETS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE INSCRITS AU REGISTRE DES CAPACITÉS À FIN 2024 (en TWh/an)

Source : ODRé à date du 31 décembre 2024

	1358 projets dont	29,2 TWh/an dont
Grand Est	190	4,7
Hauts-de-France	143	3,9
Île-de-France	86	3,3
Nouvelle-Aquitaine	136	3,1
Normandie	136	2,8
Pays de la Loire	143	2,4
Bretagne	178	2,1
Centre-Val de Loire	101	1,9
Auvergne-Rhône-Alpes	111	1,7
Occitanie	68	1,5
Bourgogne-Franche-Comté	43	1,2
Provence-Alpes-Côte d'Azur	23	0,7
Corse	0	0



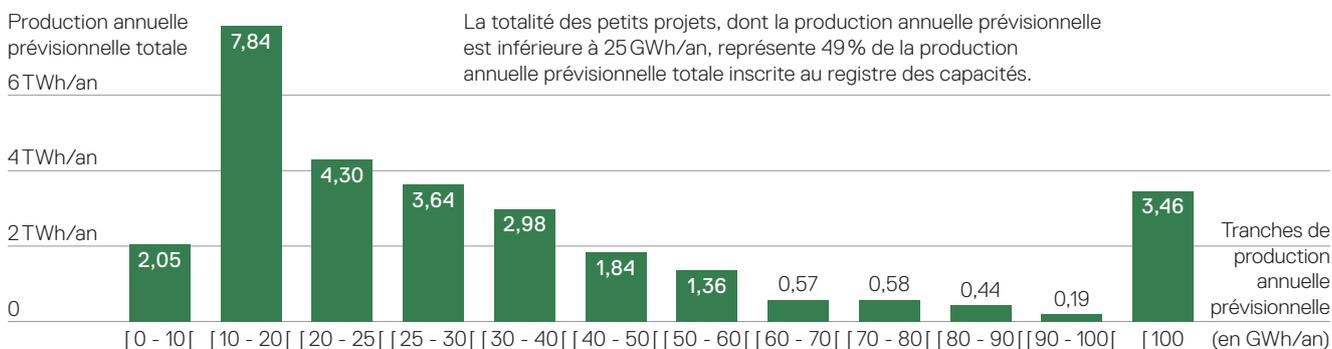
RÉPARTITION DU NOMBRE DE PROJETS INSCRITS AU REGISTRE DES CAPACITÉS PAR TAILLE DE PROJET

Source : Export du registre de capacités au 31/12/2024



RÉPARTITION DE LA PRODUCTION ANNUELLE PRÉVISIONNELLE TOTALE RÉSERVÉE DANS LE REGISTRE DES CAPACITÉS PAR TAILLE DE PROJET

Source : Export du registre de capacités au 31/12/2024



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

FOCUS SUR LA MOBILITÉ

LE BIOGNV/GNV, UN ACCÉLÉRATEUR DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Indispensable à notre économie et à notre société moderne, le secteur des transports doit faire face à de multiples défis environnementaux, économiques, sociaux, territoriaux. Il doit en effet répondre à la demande croissante de mobilité et de logistique tout en réduisant drastiquement son impact environnemental.

Le BioGNV se présente sous deux formes : le Biogaz Naturel Comprimé (BioGNC) et le Biogaz Naturel Liquéfié (BioGNL). Le BioGNC est la forme la plus répandue et se présente sous forme d'un gaz comprimé entre 200 et 250 bars contenu dans des réservoirs. Il est utilisé pour les voitures particulières ou les poids-lourds. Le BioGNL est la forme liquide et est pour l'instant réservé aux poids-lourds. Ce focus ne traite que de la partie BioGNC/GNC.

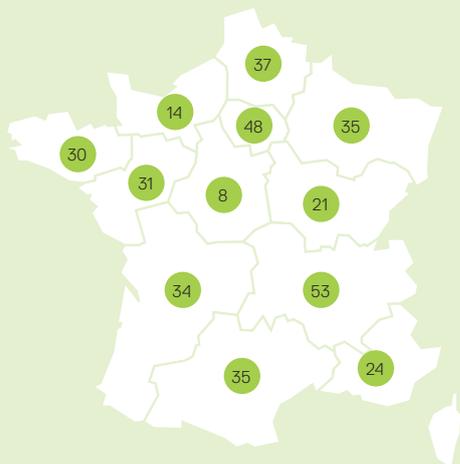
L'histoire du BioGNV/GNV en France débute avec les bus, notamment à Poitiers, qui a acquis ses premiers véhicules à la fin des années 90. Dans une logique d'économie circulaire et de souveraineté énergétique, le biométhane sous forme de BioGNV s'impose progressivement pour décarboner la mobilité, notamment les bus, cars et bennes à ordures. Aujourd'hui, ces marchés sont bien établis :

- Toutes les villes de plus de 200 000 habitants utilisent des bus, cars ou bennes à ordures au GNV.
- Près de 50% des bus vendus en France ces trois dernières années fonctionnent au BioGNV/GNV, ainsi qu'une benne à ordures sur quatre.

Actuellement, plus de 13 500 poids lourds BioGNV/GNV circulent en France. Si la grande distribution reste le principal utilisateur, ce carburant gagne du terrain dans la livraison urbaine, la messagerie, le BTP, et d'autres secteurs.

RÉPARTITION RÉGIONALE DU NOMBRE DE STATIONS SERVICES EN ACCÈS PUBLIC EN BIOGNV/GNV EN FRANCE MÉTROPOLITAINE À FIN 2024

Source : Observatoire du GNV - Open Data Réseaux Énergies (ODRe) ([opendatasoft.com](https://odre.opendatasoft.com))
<https://odre.opendatasoft.com/pages/observatoire-gnv/#points-davitaillement>



Le BioGNV/GNV traverse une période incertaine, malgré des signaux encourageants :

Le futur dispositif IRICC (Incitation à la réduction de l'intensité carbone des carburants), prévu dans la loi de finances 2024, va permettre aux distributeurs de proposer des prix compétitifs aux producteurs de biométhane tout en maîtrisant les tarifs à la pompe. Cela garantira aux transporteurs des coûts proches de ceux du diesel. Par ailleurs, le marché européen du carbone pour les bâtiments et les transports, dit ETS2, prévu pour 2027, reconnaîtra le BioGNV comme neutre en émissions, renforçant ainsi son attractivité. Cependant, le vote récent du règlement européen sur les émissions de CO₂ des poids lourds, qui acte la fin des véhicules thermiques neufs en 2040 (2035 pour les bus urbains), suscite des interrogations sur l'avenir du BioGNV. L'ajout d'un facteur de correction carbone d'ici 2027 reste néanmoins envisageable. Dans ce contexte, des acteurs tels qu'Eurogas militent pour l'homologation de véhicules 100% BioGNV, reconnus neutres en carbone, tandis que les annonces de Scania et Iveco promettent des moteurs plus puissants et une meilleure autonomie. Le réseau d'avitaillement continue également de se développer, avec 55 nouvelles stations raccordées au réseau de distribution de GRDF prévues en 2024, portant à 370 le nombre total de stations publiques. Ces avancées, combinées à l'attribution de la vignette Crit'Air 1 pour les véhicules BioGNV, en font une solution économique et adaptée aux professionnels opérant dans des zones à faibles émissions. Parallèlement, le gouvernement finalise un premier appel à projets pour la production de biométhane non injecté destiné à un usage carburant.

Le BioGNV, réduisant jusqu'à 80% les émissions de CO₂ par rapport au diesel, s'impose comme une réponse clé à la décarbonation des transports et devrait devenir majoritaire à terme. Pour soutenir les transporteurs, GRDF propose des outils pratiques :

- Analyse du coût total de possession (multi-carburants)¹⁷ ;
- Calcul des émissions de CO₂ évitées ;
- Identification des flux compatibles au BioGNV.

QUELQUES CHIFFRES CLÉS DU BIOGNV/GNV

Source : OpenDat, FMB, données à fin 2024

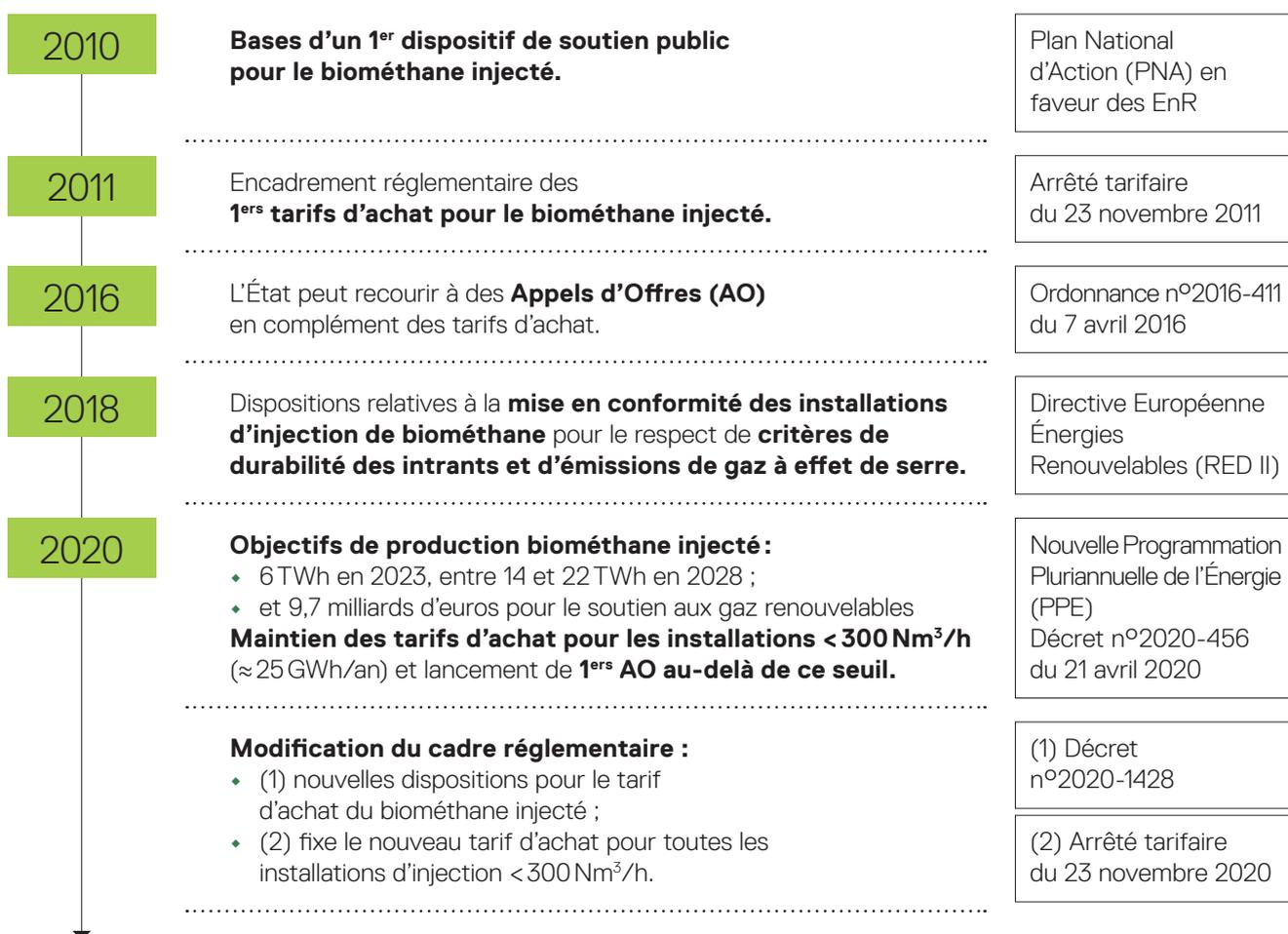
- **3 121 véhicules légers**
- **11 101 véhicules utilitaires légers**
- **13 605 poids lourds**, ce qui fait de la flotte de poids lourds GNV française la plus grande d'Europe
- **10 045 bus et cars**
- **5 645 bennes à ordures ménagères et balayeuses** (près de 15 % du parc)
- **+55 stations raccordées aux réseaux de GRDF en 2024** pour un total de plus de 700 stations en service dont 370 sont en accès public.
- **53,8 % du GNC consommé en France en 2024 était d'origine renouvelable**

17. Source : <https://www.grdf.fr/acteurs-gnv/vehicules-roulant-gnv/realisation-projet/tco-vehicule-diesel-gnv>

4. CADRE ÉCONOMIQUE ET RÉGLEMENTAIRE

4.1. LA RÉGLEMENTATION ENCADRE LE DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE

La filière méthanisation, qui permet la production de biogaz/biométhane, est une filière dont le développement est strictement encadré par la réglementation. Les dispositifs réglementaires pour la production de biométhane ont fait l'objet de nombreuses évolutions depuis le premier dispositif en 2010.



2021

Modification des dispositions particulières relatives à la vente de biogaz :

- ♦ bases réglementaires des AO pour le biométhane injecté et des futurs appels à projets pour le biométhane non-injecté à usage carburant (BioGNV) ;
- ♦ des dispositions relatives au contrôle des installations d'injection de biométhane ;
- ♦ définition technologiquement neutre du biométhane, qui inclut toute valorisation de biomasse sous forme gazeuse pour injection.

Décret n°2021-1273
du 30 septembre 2021

Possibilité de créer un soutien *via* des Appels à Projets pour les installations de production d'électricité ou de biogaz utilisant des énergies renouvelables ou des technologies innovantes.

Décret n°2021-1280
du 1^{er} octobre 2021

Passage de la notion de « capacité maximale de production » (Cmax en Nm³/h) à celle de la « production annuelle prévisionnelle » (en GWh/an).
Fixe le tarif d'achat (inchangé par rapport au précédent) pour toutes les installations d'injection < 25 GWh/an.

Arrêté tarifaire
du 13 décembre 2021
modifiant celui du
23 novembre 2020

2022

- ♦ En avril, **le cahier des charges qui fixe les modalités de l'AO pour le biométhane injecté est publié** sur le site de la Commission de Régulation de l'Énergie.
- ♦ Début décembre, le Ministère de la Transition énergétique suspend la 1^{ère} période de l'AO, prévue initialement du 2 au 16 décembre 2022. **L'AO est décalé en 2023 pour pouvoir co-construire avec la filière les nouvelles modalités adaptées à la hausse des coûts de l'énergie.**

AO PPE2
Biométhane injecté

Publication des textes réglementaires :

- ♦ (1) sur l'**augmentation du tarif d'achat** du biométhane injecté et son indexation à date sur l'inflation ;
- ♦ (2) sur l'**allongement du délai de mise en service** des certains projets d'installations de biométhane injecté.

(1) Arrêté tarifaire
du 20 septembre 2022
modifiant celui du
13 décembre 2021

(2) Décret n°2022-1248
du 20 septembre 2022

1^{ères} bases réglementaires du futur dispositif de soutien extrabudgétaire basé sur des Certificats de Production de Biogaz (CPB).

Les CPB visent à favoriser la production de biométhane injecté en fixant, pour les années à venir, un taux minimum d'incorporation de biométhane dans le portefeuille des fournisseurs de gaz naturel.

Décret n°2022-640
du 25 avril 2022

Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) sur la pyrogazéification pour Injection : piloté par NaTran dans le cadre des travaux du Comité Stratégique de Filière (CSF) « Nouveaux Systèmes Énergétiques »¹⁸, cet AMI a recensé 49 projets répartis sur 11 régions françaises. Ces projets visent à **valoriser des déchets solides en gaz renouvelable et bas-carbone**, avec une capacité de production totale estimée à 4,1TWh/an.

18. Créés en 2010, les comités stratégiques de filière (CSF) ont pour vocation de développer l'industrie en France. Les comités stratégiques de filières réunissent industriels, État et organisations syndicales au sein du Conseil national de l'industrie, présidé par le Premier ministre.

Modification et ajustement des tarifs d'achat pour toutes les installations avec :

- ♦ (1) Une **revalorisation des tarifs**.
Une **indexation annuelle** qui contient désormais un **indice traduisant le coût de l'énergie**.
Une meilleure prise en compte de l'évolution des coûts.
L'annualisation de la Cmax.
La réintroduction du bénéfice d'une aide à l'investissement ADEME sous conditions.
- ♦ (2) La fixation du tarif d'achat en cas de dépassement de la production annuelle prévisionnelle (valorisé au prix journalier constaté sur le marché de gros du gaz naturel).

(1) Arrêté tarifaire du 10 juin 2023 modifiant celui du 20 septembre 2022

(2) Arrêté du 10 juin 2023 fixant le tarif du biométhane injecté et livré au cocontractant en dépassement de la production annuelle prévisionnelle

Possibilité de modification de la PAP ou de la Cmax des installations :

Autorisation de modifier la production annuelle prévisionnelle ou la capacité maximale de production une fois par période de 12 mois, au lieu de 24 mois, et ce pendant les 24 mois suivant la publication du décret.
Le décret permet également d'allonger, sans limitation de durée, le délai de mise en service en cas de recours pour les contrats d'achat dont la date de signature est postérieure au 24 novembre 2020.

Décret n°2023-456 du 10 juin 2023

Modifications de modalités d'application du dispositif d'obligation d'achat suite à AO :

- ♦ **Ouverture de l'AO aux technologies innovantes :**
power to méthane, pyrolyse et gazéification.
- ♦ La **durée cumulée des périodes de suspension du délai de prise d'effet d'un contrat d'achat** est portée de deux à **trois ans pour les contrats d'achats antérieurs au 24 novembre 2020** (modification du décret du 30 septembre 2021).

Décret n°2023-809 du 21 août 2023

Publication de la première tranche de l'Appel d'Offres pour le biométhane injecté.

Échéance des candidatures fixée à février 2024.

AO PPE2
Biométhane injecté
du 22 décembre 2023



Crédit photo : Grégory Bandel / GRDF

Publication des derniers textes réglementaires relatifs aux Certificats de Production de Biogaz (CPB).

- Le décret fixe la restitution de CPB pour les fournisseurs de gaz naturel, avec une trajectoire progressive de 0,8 TWh PCS en 2026, 3,1 TWh PCS en 2027 et 6,5 TWh PCS en 2028¹⁹. Les premières pénalités pour non restitution s'appliqueront en juillet 2028.
- L'arrêté précise les coefficients d'émission de CPB selon l'ancienneté et le type d'installation (1 CPB pour 1 MWh injecté pour les installations nouvelles) et fixe la pénalité à 100€ par CPB manquant.

Décret n°2024-718
du 6 juillet 2024

Arrêté du 6 juillet 2024
relatif au dispositif
des certificats de
production de biogaz

Ces textes clarifient le cadre de soutien pour la filière biométhane, notamment les grandes installations,

avec des enjeux à suivre sur la trajectoire post-2028, l'indexation de la pénalité sur l'inflation et la mise en œuvre du registre CPB et de la plateforme d'échange des CPB.

Mises aux enchères, par l'État, des garanties d'origines (GO) biométhane.

Le décret du 4 juillet 2024 encadre l'attribution des GO de biogaz aux collectivités territoriales et instaure un droit préférentiel d'achat pour les producteurs de biométhane sous contrat d'obligation d'achat, conformément à l'article L. 446-22 du code de l'énergie. Il précise les modalités de transfert des GO vers les communes, groupements de communes et métropoles où le biométhane est produit, ainsi que les règles d'achat avant ou après les mises aux enchères.

Les premières enchères de garanties d'origine (GO) de biométhane ont eu lieu en décembre 2024, avec un prix de référence moyen fixé à 9,50€/MWh, selon EEX, le gestionnaire du registre des GO. Aucun achat préférentiel ni préemption par des collectivités n'a été enregistré pour cette première session.

Décret n°2024-681
du 4 juillet 2024

Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) sur la Gazéification Hydrothermale (GH) pour injection :

piloté par NaTran dans le cadre des travaux du Comité Stratégique de Filière (CSF) « Nouveaux Systèmes Énergétiques », cet AMI a recensé 24 projets industriels, dont 2 démonstrateurs, répartis sur presque tout le territoire français. Ces projets visent à **valoriser une large gamme de déchets en gaz renouvelable et bas-carbone**, dans l'objectif de produire 2 TWh/an d'ici 2030, contribuant ainsi à la transition énergétique et à la décarbonation de l'industrie.

Résultats et suspension de l'Appel d'Offres (AO) pour le biométhane injecté.

Bercy a annoncé fin 2024 qu'un seul lauréat avait été retenu lors de l'appel d'offres lancé en décembre 2023, pour une installation de 37 GWh/an de biométhane injecté. En raison d'une souscription insuffisante, ce dispositif ne sera pas reconduit. À partir de 2026, le gouvernement privilégiera les CPB pour soutenir le développement des plus grandes installations.

AO PPE2
Biométhane injecté
du 22 décembre 2023

19. Le décret présente en réalité des objectifs en « parts de marché » et non « des quantités d'énergie »

4.2. SÉCURITÉ DES INSTALLATIONS ET PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Les acteurs de la filière méthanisation sont également pleinement engagés dans des actions visant à préserver la sécurité des installations et de l'environnement.

D'une part, **la méthanisation est strictement encadrée 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 potentielles liées à l'exploitation d'une installation.

D'autre part, la Direction Générale de la Prévention des Risques (DGPR) du Ministère de la Transition écologique répertorie, dans la **base de données ARIA**²⁰, les incidents et accidents qui ont ou auraient pu porter atteinte à la santé ou la sécurité publique, l'agriculture, la nature et l'environnement.

Le nombre d'évènements imputés aux installations de méthanisation est en majorité de faible gravité et tend à baisser si on le rapporte au nombre d'unités en fonctionnement.



Crédit photo : Xavier Granet / Evergaz

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

► Les arrêtés de prescriptions générales applicables aux installations de méthanisation, publiés en juin 2021, contiennent de nouvelles règles de conception et d'exploitation des installations, qui renforcent les dispositions liées à la gestion des risques d'incendie, d'explosion et de pollution des milieux.

► La publication d'un recueil de bonnes pratiques agricoles par l'Institut national de l'environnement industriel et des risques (INERIS) apporte des informations concrètes aux exploitants, aux concepteurs et aux inspecteurs des installations classées.

► Le label Qualimétha, déployé début 2020 sous l'impulsion de l'ATEE, permet aux acteurs engagés dans une démarche qualité de leur installation de faire reconnaître leurs bonnes pratiques *via* un processus indépendant et reconnu par les pouvoirs publics.

► La récente mise en place du « Contrat de progrès méthanisation » permet 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.

► Issu d'un travail collectif mené en 2023²¹, l'ABC sécurité et méthanisation propose aux exploitations une approche pédagogique et pratique pour bien appréhender les fondamentaux de la sécurité sur leur installation de méthanisation²².

► Enfin, de nombreux acteurs s'engagent pleinement dans la sensibilisation des exploitants et proposent une offre de formation continue en matière de sécurité.

L'ensemble de la filière méthanisation continue de se mobiliser pour que les installations en fonctionnement soient à la hauteur des attentes sociétales.

20. ARIA est la seule base d'information officielle en matière d'accidentologie des ICPE.

21. Guide réalisé avec l'appui du Club Biogaz de l'ATEE, du CTBM, de l'AAMF, de Biogaz Vallée®, de CH4 Process et de GRDF.

22. Source : <https://projet-methanisation.grdf.fr/sinformer-et-se-former/la-securite-des-unites-de-methanisation-normes-prevention-et-formation>

4.3. ÉTAPES TECHNIQUES, ADMINISTRATIVES, ET ACTEURS D'UN PROJET DE MÉTHANISATION

La mise en place d'un projet de méthanisation passe par plusieurs étapes avant la mise en service de l'installation et son aboutissement prend en moyenne entre 3 et 5 ans tout en mettant en relation de nombreux acteurs et interlocuteurs.

■ LES PORTEURS DE PROJETS

Il existe différents types de porteurs de projets de méthanisation :

► **Les agriculteurs**, seuls ou regroupés en collectif, représentent la majorité des porteurs de projet. La méthanisation est une activité annexe à leur activité première qui leur permet de valoriser les déchets agricoles et d'élevage afin de produire, d'une part, de l'énergie en tant que source de revenu complémentaire et, d'autre part, du digestat pour la fertilisation de leurs cultures.

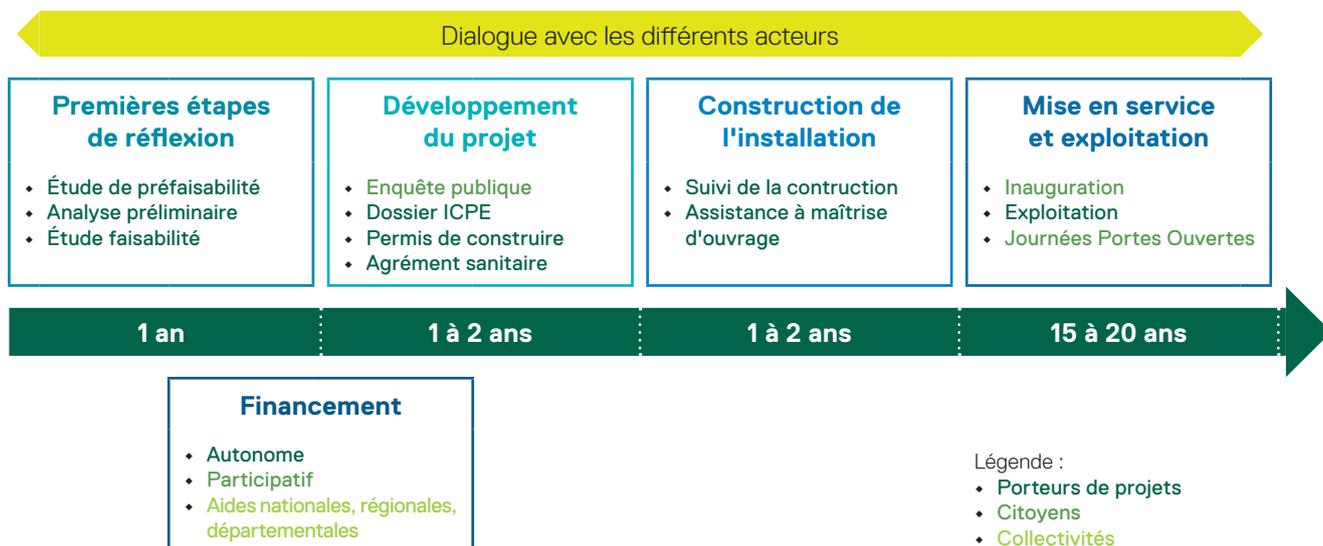
► **Les entreprises spécialisées** qui peuvent développer des projets en rassemblant les matières organiques d'un territoire.

► **Les industriels**, notamment dans les secteurs agro-alimentaires, papetiers et chimiques, qui peuvent être porteurs de projet pour valoriser leurs déchets organiques.

► **Les collectivités** souhaitant valoriser les déchets organiques de leurs administrés ou les boues produites dans les stations d'épuration et pour lesquelles la méthanisation est une solution de valorisation.

► **Les groupes de citoyens** qui peuvent être porteur de projet de méthanisation lorsqu'ils jugent intéressant de valoriser les déchets organiques de leur territoire.

■ LES GRANDES ÉTAPES TECHNIQUES ET ADMINISTRATIVES D'UN PROJET DE MÉTHANISATION



LES PREMIÈRES ÉTAPES DE RÉFLEXION

La phase de **réflexion initiale** dure **au moins un an**. Elle permet au(x) porteur(s) de projet d'en déterminer les principales caractéristiques : le type et le volume d'intrants, les acteurs impliqués, le mode de valorisation du biogaz et la zone d'implantation de l'unité. Cette phase de réflexion est essentielle pour qu'un porteur de projet responsable et impliqué monte un projet durable et réussi.

DÉVELOPPEMENT DU PROJET

Le développement se poursuit durant **un ou deux ans avec des études plus détaillées**, souvent réalisées par des bureaux d'études. S'y ajoutent des **démarches administratives : démarches ICPE** (Installation Classée pour la Protection de l'Environnement) auprès de la préfecture, demande d'**agrément sanitaire** en cas de traitement de sous-produits animaux, demande de **permis de construire** auprès de la mairie et **plan d'épandage du digestat**.

FINANCEMENT

C'est aussi **pendant la phase de développement** que le porteur de projet organise son **financement**, en recourant souvent à un **crédit bancaire**. Celui-ci peut être **complété par des subventions publiques** (notamment de l'ADEME, des régions, ou par des fonds européens comme le FEDER), du financement participatif des citoyens ou des investissements en fonds propres. Les investissements seront rémunérés par la vente de l'énergie produite *via* un dispositif de soutien (tarif d'achat, CPB, mécanisme de gré à gré, etc.), déterminé lors de la signature du contrat d'achat.

CONSTRUCTION

Le chantier peut enfin commencer, pour une durée d'**un an environ**. Il mobilise différents corps de métier qui se complètent (génie civile, BTP, etc.). Le porteur de projet doit suivre en continu le bon déroulement des travaux. C'est une **période propice à la formation du personnel** (porteur de projet et équipe exécutive).

MISE EN SERVICE ET EXPLOITATION DE L'UNITÉ DE MÉTHANISATION

Lorsque tous les bâtiments et équipements sont installés, l'unité doit faire l'objet **d'essais et de contrôles** afin de vérifier que tout est en ordre. **Le site est inauguré à sa mise en service** lorsque le digesteur est progressivement alimenté et que le biogaz commence à être valorisé. Lors de son **exploitation**, l'unité de méthanisation peut mettre en place des **journées portes ouvertes** afin de présenter l'installation au grand public et de rassurer les riverains.

COMMUNICATION ET DIALOGUE

Le porteur de projet peut impliquer les riverains par le biais de **réunions de concertation** tout au long du développement. Il dialogue avec toutes les parties prenantes (citoyens, collectivités, associations, etc.) à différentes étapes. Dès le début du projet, **il est conseillé d'informer le public** sur les enjeux, les impacts paysagers et les risques potentiels. À noter également que les **installations soumises à autorisation dans le cadre des ICPE**, sont dans **l'obligation de réaliser une enquête publique plus approfondie** pour recueillir l'avis de toutes les parties prenantes et surtout des riverains.



Crédit photo : Grégory Brandel / GRDF

4.4. GARANTIR LA TRAÇABILITÉ DES GAZ RENOUVELABLES DANS LES RÉSEAUX

Une fois injecté dans les réseaux, le biométhane se mélange au gaz naturel, il n'est alors plus possible de les distinguer. Les garanties d'origine permettent d'assurer la traçabilité du biométhane injecté, pour répondre aux attentes de tous les utilisateurs soucieux de consommer un gaz plus respectueux de l'environnement.

Le biométhane injecté dans un réseau se mélange au flux de gaz dans les canalisations. Pour autant, conformément au code de l'énergie, des consommateurs situés n'importe où sur le territoire (collectivités, particuliers, industriels, etc.) peuvent acheter du gaz renouvelable *via* leur contrat de fourniture. Pour cela, **un mécanisme de garanties d'origine (GO)** permet de décorréliser la consommation physique de la molécule de biométhane, de sa vente contractuelle à un consommateur.

Les GO assurent alors la traçabilité du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel et les transactions associées. **Le registre national des GO**, instauré en 2012, est l'outil qui enregistre les quantités injectées, échangées, vendues et trace ainsi chaque molécule de biométhane produite. La société EEX est le gestionnaire de ce registre.



► Pour accéder au site des garanties d'origine, rendez-vous sur :
<https://www.eex.com/en/markets/energy-certificates/french-auctions-biogas>



► 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

CHIFFRES CLÉS DES GARANTIES D'ORIGINE EN 2024

Source : European Energy Exchange AG (EEX)

11,5 millions de GO ont été créées en 2024
9,1 millions de GO ont été utilisées/détruites en 2024



■ Chaleur - Process/Industrie · 28 %
■ Chaleur - Résidentiel/Tertiaire · 27 %
■ Carburant - BioGNV · 24 %
■ Indéterminé²³ · 12 %
■ Réseaux de chaleur urbains · 5 %
■ Autres usages · 4 %

104
fournisseurs inscrits au
registre des GO à fin 2024

718
installations de production
enregistrées au total dans le
registre des GO à fin 2024

1 GO = 1 MWh
de biométhane injecté

23. L'utilisation des GO est actuellement déclarative dans le registre. Il n'est donc pas toujours possible d'attribuer l'utilisation à une catégorie. C'est la raison pour laquelle une grande partie de l'usage des GO (12%) est actuellement indéterminée.

■ UN NOUVEL OUTIL POUR ASSURER LA TRAÇABILITÉ DU BIOMÉTHANE : LES CERTIFICATS DE PRODUCTION DE BIOGAZ (CPB)

Le dispositif des **Certificats de production de biogaz (CPB)** a été créé par l'article 95 de la loi « Climat et résilience » d'août 2021 et vise à encourager la production de biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel et contribuer aux ambitions énergétiques fixées par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). À partir de 2026, tous les fournisseurs de gaz devront restituer un nombre de CPB proportionnel à la consommation de leurs clients des secteurs résidentiel et tertiaire. Pour respecter cette obligation, ils auront deux options : produire eux-mêmes du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel ou acheter des CPB auprès de producteurs de biométhane déjà injecté.

La création des CPB passe par un registre dédié, géré par EEX, fonctionnant de manière similaire au registre des GO. Si un fournisseur produit son propre biométhane, il peut demander les CPB via son compte utilisateur. Dans le cas où il s'approvisionne auprès d'un producteur, ce dernier se charge de la création des CPB, puis les transfère au fournisseur. Ces certificats permettent ainsi de prouver la consommation de gaz renouvelable certifié durable, selon les critères de la directive européenne sur les énergies renouvelables, dite « RED ».

■ UN OUTIL EUROPÉEN POUR HARMONISER LA TRAÇABILITÉ : L'UNION DATABASE (UDB)

La directive RED II a introduit la création de l'**Union Database (UDB)**, une base de données destinée à garantir la traçabilité des biocarburants liquides et gazeux comptabilisés dans les objectifs de transition énergétique des États membres. Avec la révision de RED II, ce système est étendu à tous les usages, au-delà des transports. Une fois opérationnelle (entrée en vigueur prévue pour mai 2025, sauf délai accordé par la Commission européenne), l'UDB assurera que les quantités de gaz accompagnées de certificats de durabilité entrant dans le réseau gazier interconnecté de l'UE correspondent exactement aux quantités qui en sortent. Concrètement, seules les garanties d'origine couplées à une « preuve de durabilité » (Proof of Sustainability) pourront être enregistrées dans l'UDB. Cela permettra notamment de valoriser ces preuves dans des systèmes comme le marché du carbone européen (ETS).



Station d'épuration de Perpignan (34).
Crédit photo : GRDF

4.5. ADAPTER LES RÉSEAUX DE GAZ EXISTANTS POUR ACCUEILLIR DAVANTAGE DE GAZ RENOUVELABLES

Pensé pour adapter les infrastructures à l'injection du biométhane dans les réseaux, le droit à l'injection définit les investissements technico-économique nécessaires pour l'injection de biométhane selon un exercice de planification optimale des réseaux appelé « zonage de raccordement ». Ce zonage intègre les projets actifs sur la zone et le potentiel de biométhane à moyen terme. Il aboutit à un dimensionnement optimal des réseaux sur la zone étudiée. Ce zonage est réalisé par l'ensemble des opérateurs en suivant une méthodologie standardisée avec la CRE.

■ QUELS SONT LES INVESTISSEMENTS POSSIBLES ?

Cet exercice de zonage permet d'identifier les investissements de renforcement des réseaux à réaliser pour permettre aux projets susceptibles de se développer sur ces zones d'avoir une visibilité sur les exutoires disponibles. Ils sont de différentes natures :

- Renforcement du réseau d'un opérateur, y compris par maillage de zones de consommations
- Mise en place de rebours, principalement depuis les réseaux de distribution vers les réseaux de transport.

Lorsque le critère Investissements/Volumes est inférieur au seuil fixé par la réglementation à 4 700 €/Nm³/h, les investissements de renforcement sont pris en charge par les tarifs des opérateurs de réseaux.

Lorsque le critère dépasse le seuil, des tiers publics (Autorités organisatrices de la distribution d'énergie, collectivités, etc.) ou privés (porteurs de projet) peuvent participer financièrement aux investissements de renforcement sur la zone.

Ces investissements sont déclenchés suite à leur validation par la CRE, synchronisés avec le développement des projets sur chaque zone.

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 réfaction) ainsi qu'un timbre d'injection²⁴, 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.

■ COMMENT DÉTERMINER LES EMPLACEMENTS PERTINENTS POUR UNE INSTALLATION ?

ZONAGES DE RACCORDEMENT DANS LE CADRE DE L'INSERTION DU BIOMÉTHANE DANS LES RÉSEAUX DE GAZ

Le décret « droit à l'injection » et sa mise en application dans la délibération N°2019-242 de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) encadrent l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz. Les opérateurs de réseaux doivent se concerter pour définir le raccordement optimal des projets d'injection d'une zone en minimisant les coûts d'adaptation des réseaux pour la collectivité.

Les coûts d'adaptations de réseau, selon les critères technico-économiques définis par le décret « droit à l'injection » peuvent être, dans certaines conditions, pris en charge par les opérateurs de réseau.

À titre indicatif et non prescriptif, les opérateurs mettent à disposition une cartographie des conditions d'accès au réseau.

CONDITIONS D'ACCÈS AU RÉSEAU

Source : Open Data Réseaux Énergies (ODRe)



Cette cartographie indique un premier ordre de grandeur du critère technico-économique : plus la valeur de ce critère est basse, meilleures sont les possibilités pour les opérateurs de réseau de réaliser des renforcements pour accueillir du biométhane sur la zone.

<https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/cartographie-acces-biomethane/custom/?>

24. 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.

TRACÉS DES RÉSEAUX LINÉAIRES D'ALIMENTATION EN GAZ

Les données sur le tracé des infrastructures de distribution et de transport de gaz sont disponibles en opendata. Ces données peuvent être utilisées pour visualiser la présence des infrastructures permettant d'acheminer des énergies renouvelables des lieux de production vers les lieux de consommation. Des données équivalentes sont disponibles sur l'Agence ORE et ODRe pour les infrastructures électriques.

CARTOTHÈQUE

Les données sur le tracé des réseaux de distribution de gaz sont accessibles sur l'opendata de l'Agence ORE (jeux de données et visualisation cartographique).

Les données sur le tracé des réseaux de transport de gaz sont accessibles sur l'opendata ODRe (jeux de données et visualisation cartographique).

INFRASTRUCTURES DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION DE GAZ

Source : Agence ORE



<https://opendata.agenceore.fr/explore/dataset/infrastructures-reseau-gaz/map/?>

TRACÉ SIMPLIFIÉ DU RÉSEAU DE TRANSPORT DE GAZ

Source : Open Data Réseaux Énergies (ODRe)



<https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/trace-du-reseau-grt-250/custom/?>



<https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/terega-trace-du-reseau/map/?>

RÉSEAU NATRAN

RÉSEAU TERÉGA

À partir de ces données en accès libre des réutilisations utiles peuvent être faites : le calcul de « buffers » (zones tampon) permet de représenter la couverture territoriale de la desserte des réseaux de transport et de distribution sur une largeur par exemple à 20 km de part et d'autre du tracé des réseaux.

CORRIDOR DE LARGEUR 20 km DE PART ET D'AUTRE DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION DE GAZ

Source : Open Data Réseaux Énergies (ODRe)



https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/corridor_grd_20_km-nat-grtgaz/information/

CORRIDOR DE LARGEUR 20 km DE PART ET D'AUTRE DU RÉSEAU DE TRANSPORT DE GAZ

Source : Open Data Réseaux Énergies (ODRe)



https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/corridor_grt_20_km-nat-grtgaz/information/

ZONES D'ACCÉLÉRATION POUR LE DÉVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION DE BIOMÉTHANE

La loi n°2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables met les collectivités locales au cœur de la planification et prévoit qu'elles définissent des zones d'accélération pour le développement des énergies renouvelables sur leurs territoires. Le dispositif inséré à l'article L. 141-5-3 du code de l'énergie complète les objectifs régionaux de la PPE. Les zones d'accélération (ZAER) visent l'atteinte d'objectifs EnR en fonction des potentiels du territoire concerné et de la puissance d'énergies renouvelables déjà installée.

LES POINTS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE DANS LES RÉSEAUX DE GAZ NATUREL EN FRANCE ET LA CAPACITÉ DE PRODUCTION DE BIOMÉTHANE EN GWh/an

Source : Open Data Réseaux Énergies (ODRe)



<https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/points-dinjection-de-biomethane-en-france/table/?>

Cela concerne les points d'injection directement raccordés au réseau de distribution mais également ceux directement raccordés au réseau de transport (NaTran / Teréga).

DONNÉES DE POTENTIEL MÉTHANISABLE PAR RÉGION, DÉPARTEMENT OU CANTON

Source : Open Data Réseaux Énergies (ODRe)



<https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/repartition-des-potentiels-de-methanisation-a-horizon-2050-par-canton/information/?>

Ces données ont été produites en 2017 par l'association Solagro lors de la réalisation de l'étude « Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? » publiée en février 2018 par l'ADEME, GRDF et NaTran. Elles regroupent les potentiels accessibles par les ressources primaires suivantes : les résidus de cultures, les déjections d'élevage, les herbes, les Cultures Intermédiaire à Vocation Énergétique, les résidus des industries agro-alimentaires (IAA), les biodéchets, etc. (en GWh PCS).



Chantier de la station de rebours de Noyal-Pontivy (56), inédit et orchestré par NaTran.
Crédit photo : Julien Gazeau / NaTran

5. TECHNOLOGIES COMPLÉMENTAIRES DE PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES

La méthanisation est aujourd'hui la première technologie mature de production de gaz renouvelables. Parallèlement, de nouveaux procédés de production de gaz renouvelables ou bas carbone se développent :

■ LA PRODUCTION DE BIOMÉTHANE ET GAZ BAS CARBONE :

- **La pyrogazéification**, procédé de conversion thermochimique qui permet la production de gaz à partir de résidus solides (taux d'humidité généralement inférieur à 20%) ;
- **La gazéification hydrothermale**, procédé thermochimique qui permet la production de gaz à partir de déchets ou de mélange de déchets dont le taux d'humidité est entre 50 et 80% ;
- **Le power to méthane**, procédé qui permet de combiner, *via* une réaction de méthanation, le CO₂ avec de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone obtenu par électrolyse de l'eau pour produire du méthane de synthèse.

■ LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE RENOUVELABLE :

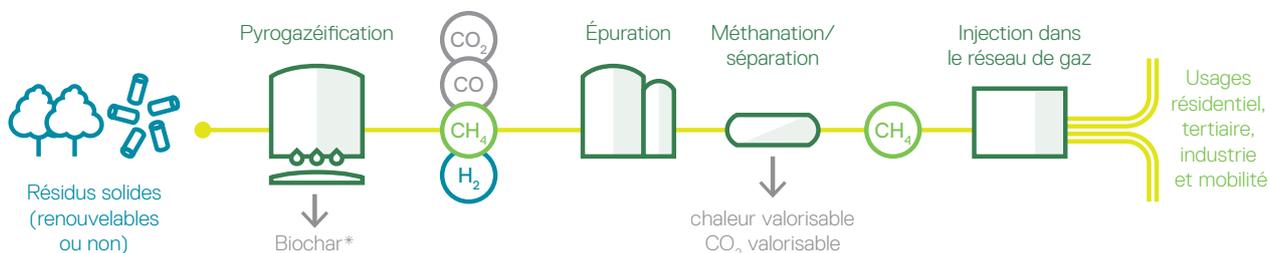
- **La production d'hydrogène renouvelable** dont la principale voie est l'électrolyse de l'eau, procédé qui permet de valoriser l'énergie électrique excédentaire en gaz.

Ces technologies permettent d'obtenir un gaz injectable dans les réseaux, qui sera qualifié de renouvelable ou de bas carbone selon la nature de l'intrant.

5.1. LA PYROGAZÉIFICATION DE RÉSIDUS SOLIDES

LE PROCÉDÉ DE PYROGAZÉIFICATION

Source : NaTran



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

■ UNE FILIÈRE AU SERVICE DE L'ÉCONOMIE CIRCULAIRE

La **pyrogazéification** est une technologie de conversion thermo-chimique de la matière à haute température (800 - 1500 °C), réalisée en absence ou en défaut d'oxygène. Elle permet de transformer en gaz divers résidus peu ou mal valorisés, comme ceux de la filière bois non valorisés en matière, les déchets d'éléments d'ameublement (DEA), les refus de tri (certains déchets plastiques) ou les Combustibles Solides de Récupération (CSR), souvent destinés à l'enfouissement ou à l'incinération. Cette filière contribue ainsi à la fois aux objectifs des lois sur l'économie circulaire²⁵ (AGEC) et sur la réduction des déchets enfouis²⁶.

La pyrogazéification est complémentaire à la méthanisation, qui permet une production locale supplémentaire de gaz renouvelable et bas-carbone, et qui contribue à la décarbonation de tous les usages gaz (chauffage, industrie, mobilité, etc.). Une installation de pyrogazéification permet de produire de l'énergie tout au long de l'année sous forme de gaz renouvelable, directement injecté dans les réseaux. Cela assure un fonctionnement stable de l'installation, optimise sa rentabilité économique et offre une solution continue pour traiter les déchets, sans dépendre des saisons. Son principal avantage réside dans la valorisation des déchets sans générer de rejet atmosphérique, ni de polluant ni d'odeur. Contrairement à d'autres installations de traitement, la possibilité de ne pas avoir de cheminée permet de réduire les contraintes liées à l'implantation et facilite l'acceptation locale du projet.

■ UNE FILIÈRE EN VOIE D'INDUSTRIALISATION

En 2022, le Comité Stratégique de Filière (CSF) Nouveaux Systèmes Énergétiques a lancé un Appel à manifestation d'intérêt (AMI) « pyrogazéification » pour faire un état des lieux de la filière en France. Cet appel a révélé l'existence de nombreux projets de pyrogazéification visant la production de gaz renouvelable et bas-carbone injecté, avec 49 projets recensés représentant une capacité de production cumulée de 4,1TWh/an, soit l'équivalent de la consommation énergétique de plus de 900 000 logements neufs. Il a également mis en évidence la dynamique d'une filière française impliquant de nombreux acteurs de toutes tailles, ainsi que des collectivités locales. Ces dernières y voient une solution locale de valorisation des déchets, réduisant ainsi l'impact environnemental des transports de matières solides et soutenant une économie circulaire à l'échelle locale.

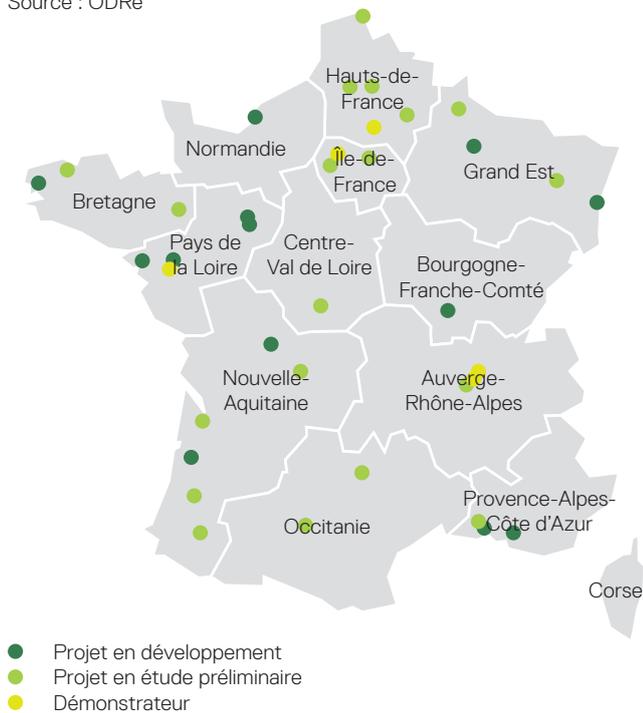
À la suite de la restitution des résultats de l'AMI aux pouvoirs publics, **un projet de premier appel à projets (AAP) pour la pyrogazéification a été annoncé en 2023**, visant à soutenir les premières installations industrielles commerciales de production de gaz renouvelable et bas-carbone injecté dans les réseaux. Bien que 8 projets aient été enregistrés en 2023, les porteurs de projets poursuivent le renforcement de leurs candidatures en attendant le lancement officiel de cet AAP, toujours attendu par la filière.

25. La loi n°2020-105 anti-gaspillage pour une économie circulaire (AGEC) fixe l'objectif d'assurer la valorisation énergétique d'au moins 70 % des déchets ne pouvant faire l'objet d'une valorisation matière d'ici 2025.

26. La loi n°2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) prévoit de réduire de 30 % les quantités de déchets non dangereux non inertes admis en installation de stockage en 2020 par rapport à 2010 et de 50 % d'ici 2025

CARTOGRAPHIE DES PROJETS DE PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLE ET BAS CARBONE PAR PYROGAZÉIFICATION POUR INJECTION DANS LES RÉSEAUX DE GAZ.

Source : ODRé



Le caractère industriel de la filière renforce son potentiel d'efficacité, grâce à des effets d'apprentissage plus rapides que ceux observés en méthanisation, où chaque projet est souvent porté par un acteur différent. Il convient également de prendre en compte les bénéfices liés à la redevance de gestion des déchets dans l'analyse économique des projets.

La filière présente ainsi un fort potentiel de production rapide et pourra jouer un rôle clé dans la décarbonation du mix gazier. Selon l'ADEME, la pyrogazéification pourrait représenter jusqu'à 30% du mix gazier en 2050, selon différents scénarios (rapport Transition(s) 2050 réédité en 2024), sous réserve de la mise en place de dispositifs de soutien adaptés, notamment pour les premières unités industrielles commerciales.

METHAJEHL, PROJET INDUSTRIEL COMMERCIAL EN ALSACE

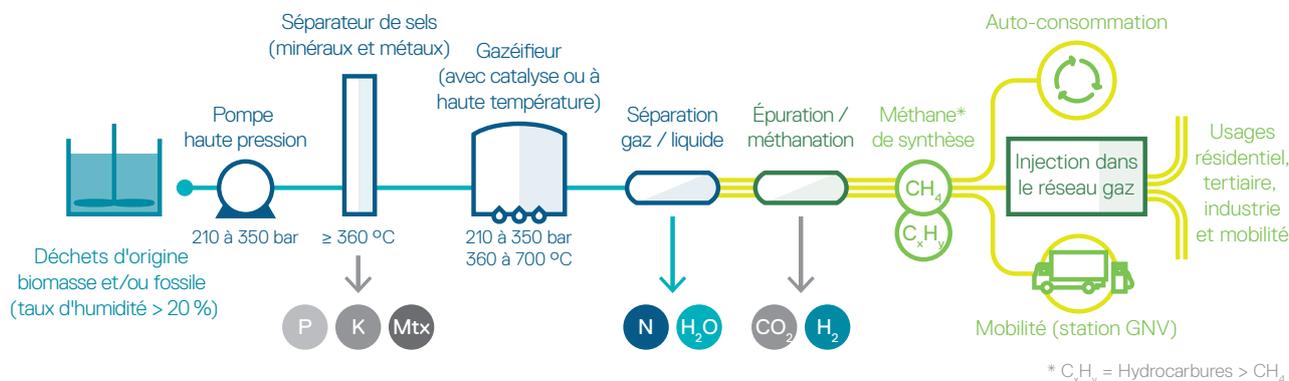
Parmi les projets industriels identifiés en France, le projet METHAJEHL, situé en Alsace et porté notamment par le bureau d'études SG Energies et l'entreprise de travaux publics JEHL TP, a pour objectif de traiter 9200 tonnes de déchets de bois de l'entreprise pour une production de 25 GWh/an de biométhane. Une partie pourra notamment servir à décarboner la flotte de l'entreprise.

Outre une réduction de l'impact carbone de JEHL et de ses partenaires, il constituera un projet de référence répliquable pour la production de biométhane à partir de ressources issues des filières locales de bois-déchet et de déchets solides secs encore peu ou mal valorisés, dans une logique d'économie circulaire.

5.2. LA GAZÉFICATION HYDROTHERMALE

LE PROCÉDÉ DE GAZÉFICATION HYDROTHERMALE

Source : NaTran/Cerema



■ UNE FILIÈRE DE PRODUCTION DE GAZ ET DE VALORISATION DE DÉCHETS ORGANIQUES

La **gazéification hydrothermale** est un procédé thermo-chimique qui convertit et valorise de manière optimale tout type de déchets, qu'ils soient organiques ou fossiles, seuls ou en mélange, et contenant ou facilement mélangeables avec de l'eau. En plus de produire un gaz renouvelable ou bas-carbone, cette technologie optimise la valorisation des déchets grâce à sa capacité à recycler les co-résidus solides (minéraux, métaux, azote) et liquides (eau excédentaire, au-delà de la quantité recyclée en permanence pour couvrir les besoins du processus). Fonctionnant sous des conditions supercritiques, c'est-à-dire à haute pression (210 à 350 bar) et haute température (360 à 700 °C), elle produit un gaz de synthèse très riche en méthane et en hydrogène. Ce procédé ne laisse aucune trace de polluant organique ou pathogène, les valorisant sous forme de gaz, tout en limitant considérablement la quantité de déchets ultimes, notamment les métaux lourds.

La gazéification hydrothermale peut valoriser une grande variété de déchets :

► Principalement d'origine organique, tels que les déchets et effluents industriels (agro-alimentaire, chimie, pharmacie, papier, etc.), les biodéchets, la fraction organique des déchets urbains, les boues provenant des stations d'épuration municipales ou industrielles, ainsi que les déchets et effluents agricoles, y compris ceux issus de l'élevage, et les digestats provenant d'installations de méthanisation qui ne peuvent être épandus localement.

► Mais aussi des déchets potentiellement d'origine fossile issus de diverses activités industrielles et urbaines, tels que de nombreux déchets plastiques souillés ou en mélange, ainsi que des déchets de solvants ou de peinture, qui sont difficiles ou impossibles à recycler dans leur état actuel, permettant ainsi de les éviter à l'incinération ou à l'enfouissement.

■ UNE TECHNOLOGIE QUI AUGMENTE SENSIBLEMENT LE DEGRÉ DE VALORISATION GLOBALE DES DÉCHETS

La production de gaz est optimisée grâce à un taux de conversion du carbone très élevé, variant entre 85 et 99 % en fonction du type d'intrant valorisé. Grâce à une gestion efficace de la chaleur nécessaire au procédé, le rendement énergétique global peut atteindre entre 75 et 85 %.

Le procédé fonctionne de manière continue au sein d'une installation modulaire et compacte, permettant de transformer et valoriser quasi instantanément tout intrant admissible.

En outre, la gazéification hydrothermale s'inscrit dans une logique d'économie circulaire en recyclant les composants

liquides et solides des déchets pour les valoriser en co-produits. Selon le type d'intrant, elle permet de récupérer des métaux, de l'azote, des sels minéraux tels que le phosphore (P) et le potassium (K), qui peuvent être utilisés comme fertilisants, ainsi que de l'eau. Ce procédé réduit fortement, voire élimine, les déchets ultimes.

Ainsi, la gazéification hydrothermale représente une technologie de valorisation de déchets particulièrement complète, pouvant se substituer à l'incinération, à l'enfouissement ou à tout autre traitement ayant un moindre intérêt énergétique et/ou économique.

■ LA FILIÈRE GAZEIFICATION HYDROTHERMALE FRANÇAISE CONTINUE DE SE STRUCTURER

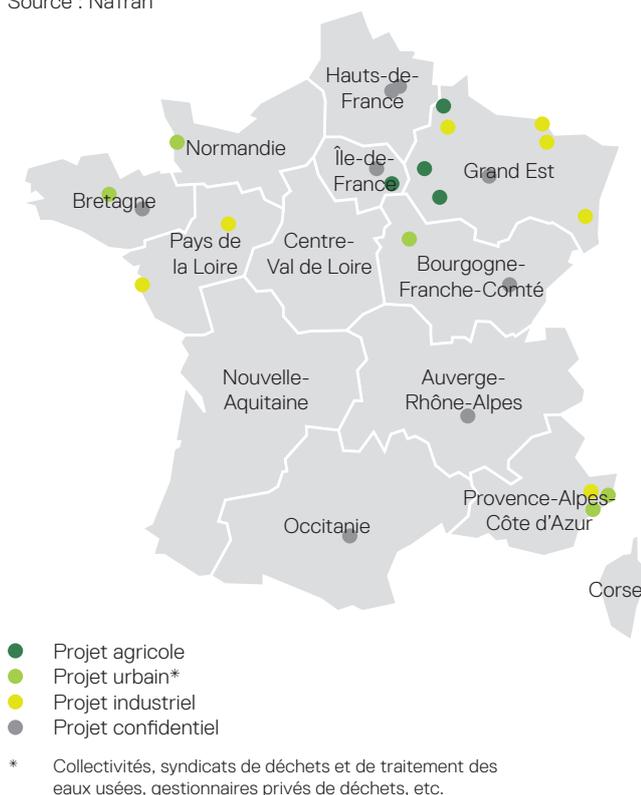
Plus d'une cinquantaine d'acteurs multidisciplinaires, regroupés au sein du Groupe de Travail national gazéification hydrothermale (GT GH), se mobilisent pour structurer la filière et viser son industrialisation en France d'ici 2027. Après la publication d'un premier livre blanc en février 2023, faisant un état des lieux de la technologie et de la filière en

France et en Europe, l'année 2024 a été marquée par la mise en place d'un Appel à manifestation d'intérêt dédié à cette technologie. Cet appel a eu pour objectif de dynamiser davantage les acteurs de la filière française tout en recensant des projets industriels potentiels dans les secteurs industriel, urbain et agricole.

■ UN APPEL À MANIFESTATION D'INTÉRÊT (AMI) GAZÉIFICATION HYDROTHERMALE RECENSE 24 PROJETS

CARTOGRAPHIE DES PROJETS DE GAZÉIFICATION HYDROTHERMALE DÉCLARÉS LORS DE L'AMI

Source : NaTran



Le 4 décembre 2024, NaTran, avec le soutien du Comité Stratégique de Filière « Nouveaux Systèmes Énergétiques », a présenté les résultats de son Appel à manifestation d'intérêt (AMI) pour la gazéification hydrothermale. Organisé entre septembre et octobre 2024, cet AMI a permis d'identifier 24 projets répartis sur 10 régions françaises, portés par des acteurs des secteurs industriel, urbain et agricole. Ces projets représentent une capacité de valorisation de 1,25 million de tonnes de déchets par an, avec une production potentielle de 2TWh/an de gaz injectable (équivalent aux besoins de chauffage de 175 000 foyers français), dont au moins 1,3TWh/an de gaz renouvelable et bas-carbone.

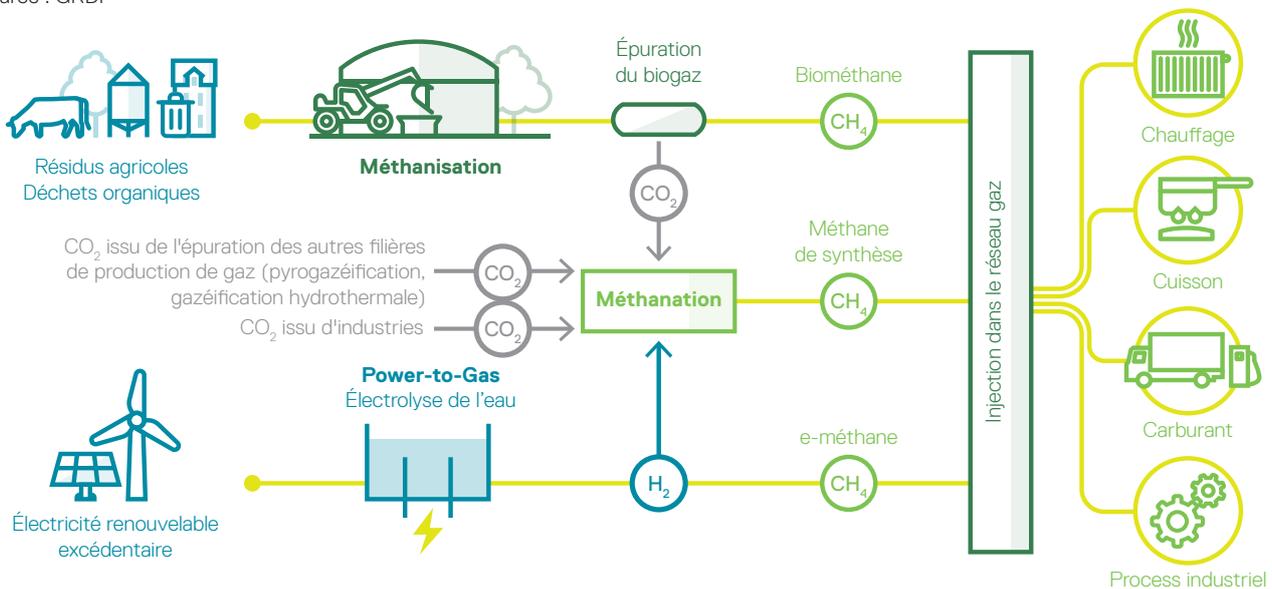
La majorité des projets provient du secteur industriel, notamment des secteurs agroalimentaire et chimie, représentant plus de 50% des porteurs de projets. Pour ces industries, la technologie permet de substituer une partie de leurs achats de gaz fossile par du gaz produit à partir de leurs propres déchets, tout en évitant l'incinération. La gazéification hydrothermale contribue ainsi à la décarbonation des traitements de déchets et des usages énergétiques, renforce la résilience des territoires et s'intègre dans une dynamique d'économie circulaire.

Ces résultats positifs permettent à la filière de continuer sa structuration pour développer et mettre en service les premiers projets démonstrateurs dès 2026, suivis des premiers projets industriels en 2027. Ils ouvrent également la voie à la définition de dispositifs de soutien, tels que des contrats d'expérimentation à l'image du modèle hollandais, et à la simplification du cadre réglementaire (ICPE) pour faciliter le déploiement de projets industriels en France. Un déploiement plus large de la technologie est prévu, avec un potentiel de production de méthane de synthèse injectable pouvant atteindre 12 TWh/an d'ici 2035, et au moins 50 TWh/an d'ici 2050.

5.3. LE POWER TO MÉTHANE

LE PROCÉDÉ DE POWER TO MÉTHANE

Source : GRDF



Le **power to méthane** consiste à produire du méthane de synthèse, ou « e-méthane », par une combinaison de deux étapes : d'abord, l'électrolyse de l'eau (également appelée « power-to-gas ») pour obtenir de l'hydrogène, puis la méthanation, qui permet de combiner cet hydrogène avec du CO₂. Ce CO₂ peut provenir de l'épuration de biogaz (bioCO₂) ou être capté dans des fumées industrielles (CO₂ fatal issu de processus industriels ou de combustion).

En complément des usages directs de l'hydrogène, la méthanation permet de générer un gaz directement injectable et stockable dans les infrastructures gazières, contribuant ainsi à la décarbonation des secteurs résidentiel, tertiaire et industriel (chaleur, mobilité, électricité, matières premières). Le rôle d'équilibrage et de bouclage du système énergétique assuré par la méthanation est particulièrement mis en avant dans les scénarios prospectifs de l'ADEME, tels que « Transitions 2050 », et de négaWatt 2022.

S'appuyant sur la grande capacité de stockage et la flexibilité des infrastructures gazières, de nombreux pays européens ont déjà lancé des recherches en matière de power to méthane, avec plus d'une dizaine de démonstrateurs, comme le projet Store&Go (Allemagne, Suisse, Italie). Des unités commerciales de power to méthane ont également été mises en service, telles que le projet Limeco d'Hitachi Zosen INOVA (Suisse) depuis 2022, ainsi que le projet Power-to-X de Nature Energy (Danemark) en 2023, qui représente le plus grand site de power to méthane au monde, augmentant la production de biométhane de l'installation de méthanisation avec 12 000 m³/jour d'e-méthane.

Adoptant une approche internationale, le Japon affiche une forte ambition en visant l'intégration de 1% d'e-méthane dans ses réseaux d'ici 2030, et 90% d'ici 2050²⁷.

■ UNE FILIÈRE QUI MAXIMISE LES SYNERGIES ENTRE LES ÉNERGIES ET ENTRE LES TECHNOLOGIES DE PRODUCTION D'ÉNERGIES RENOUVELABLES

Le power to méthane favorise la circularité entre les technologies de production de gaz renouvelables, en valorisant le bioCO₂ issu de l'épuration du biogaz provenant de la méthanisation ou de la gazéification de biomasse. De plus, la transformation de ce bioCO₂ en méthane permet d'augmenter la quantité totale de gaz renouvelables produite et injectée, tout en préservant le retour au sol pour une même quantité de biomasse mobilisée. Enfin, le procédé de méthanation génère de la chaleur qui peut être valorisée localement.

Cette complémentarité souligne l'intérêt d'un développement conjoint de la méthanation et du power to méthane avec d'autres filières dans des régions productrices de gaz et d'électricité renouvelables. Le power to méthane fait partie des technologies de Carbon Capture and Usage (CCU), favorisant une transition vers plus de circularité.

27. Source : Strategic Energy Plan, p.100, Agency for Natural Resources and Energy / Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan.

5.4. HYDROGÈNE RENOUVELABLE

LE PRINCIPE

L'hydrogène permet d'exploiter pleinement les capacités des énergies électriques renouvelables variables en les convertissant sous une forme stockable. Il offre une solution de décarbonation de multiples usages, notamment dans l'industrie et la mobilité, complémentaire aux autres énergies renouvelables.

■ UNE FORTE DYNAMIQUE EST ENGAGÉE AUX NIVEAUX FRANÇAIS ET EUROPÉEN

HYDROGÈNE RENOUVELABLE ET BAS CARBONE : UN DES PILIERS DE LA STRATÉGIE DE DÉCARBONATION DE LA FRANCE ET DE L'EUROPE

L'hydrogène renouvelable et bas-carbone est un des piliers du futur mix énergétique français et européen, aux côtés des autres gaz renouvelables et de l'électricité. Il est en effet considéré par l'Union européenne et la France comme une solution clé pour atteindre les objectifs de neutralité carbone, en particulier dans certains secteurs de l'industrie où il est utilisé comme matière première ou dans des procédés difficiles à électrifier ainsi que pour la mobilité lourde. L'hydrogène permet également d'exploiter pleinement les capacités des énergies électriques renouvelables variables en les convertissant, *via* électrolyse de l'eau, sous une forme stockable.

La France est l'un des premiers pays à s'être doté d'un plan Hydrogène en 2018. Il a été complété en 2020 par la Stratégie Nationale Hydrogène, qui fixe un objectif de déploiement de 6,5 GW de production par électrolyse sur le sol français à l'horizon 2030. Dans le plan d'investissement France 2030, 9 milliards d'euros sont programmés pour soutenir le déploiement d'une filière compétitive d'hydrogène bas-carbone et renouvelable par électrolyse.

VERS UN RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDROGÈNE NATIONAL, INTERCONNECTÉ AVEC NOS VOISINS EUROPÉENS

En France, la production d'hydrogène renouvelable et bas carbone est prioritairement destinée à remplacer la production existante d'hydrogène fossile (dans le secteur de la production d'engrais et dans le raffinage) et à permettre le développement de nouveaux usages comme dans les secteurs de la sidérurgie, de la chimie ainsi que pour la production de carburants de synthèse. La Stratégie Nationale Hydrogène prévoit ainsi un besoin de 600 000 tonnes d'hydrogène décarboné en 2030 et 1 million de tonnes à l'horizon 2035.

Pour répondre à ces enjeux, des projets de production d'hydrogène par électrolyse se développent dans les principaux bassins industriels à forts enjeux de décarbonation comme les bassins de Fos-Marseille, Dunkerque, Saint-Nazaire, dans la Vallée du Rhône, de la Seine et du Rhin, complétés par des projets d'importation d'hydrogène ou de ses dérivés par voie maritime.

Dans ces écosystèmes avec une forte densité de sites industriels fortement émetteurs de gaz à effet de serre, une logistique de transport est attendue par les acteurs du marché afin de connecter les futurs sites de production et de consommation d'hydrogène renouvelable et bas-carbone. Au-delà de ces réseaux locaux, il existe également une attente d'infrastructures permettant d'inter-

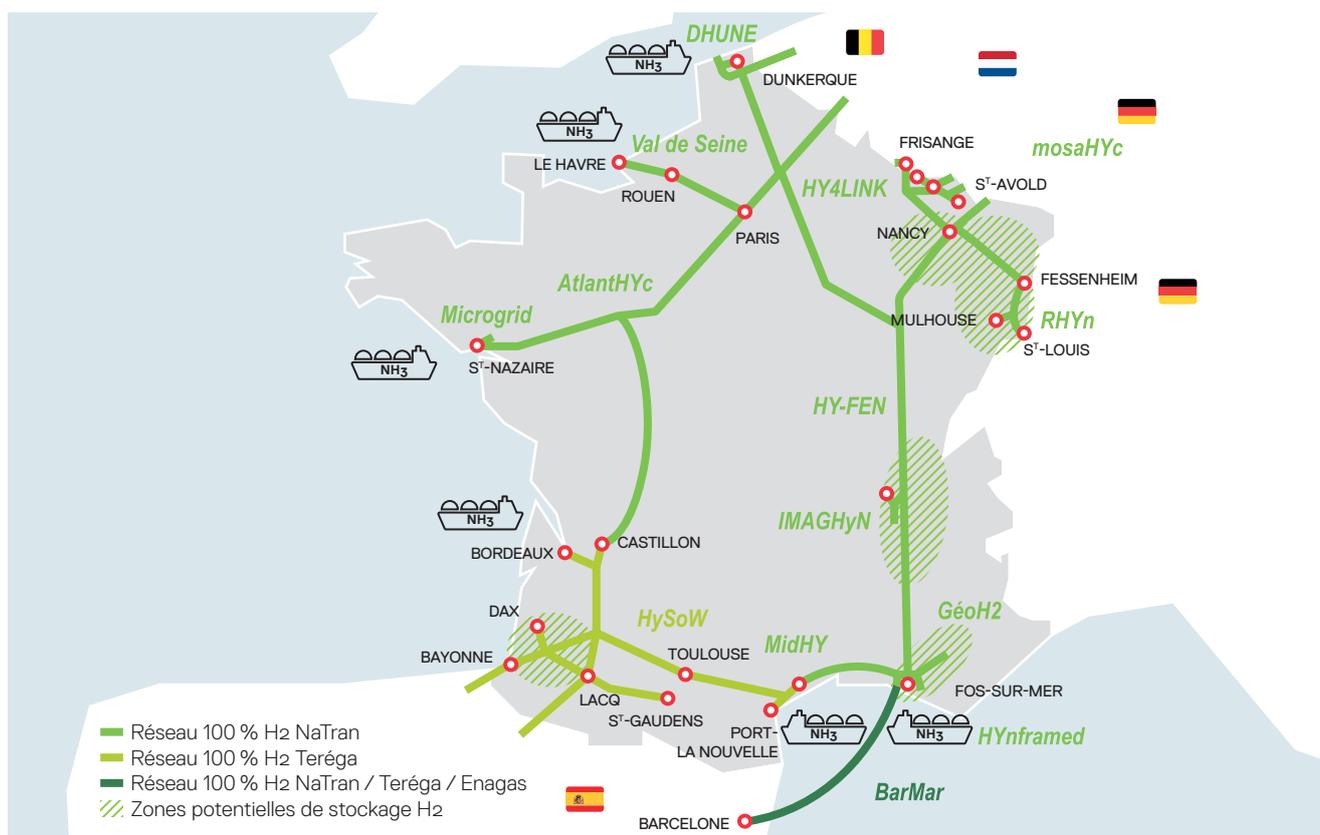
connecter ces bassins entre eux et avec les stockages, pour garantir aux industriels l'accès à un mix d'hydrogène décarboné dans des conditions favorables de coût et de sécurité d'approvisionnement.

Le bassin du Sud Ouest se distingue quant à lui par une capacité de production d'hydrogène renouvelable et bas carbone excédentaire par rapport à la demande locale, et permet de faire le lien entre les flux d'importations arrivant sur les côtes atlantiques (port de Bordeaux) et ceux de la Méditerranée (Port la Nouvelle), ainsi que par des capacités significatives de stockage.

NaTran et Teréga accompagnent en tant qu'experts du transport de gaz le développement de ce nouveau marché. La priorité : développer un réseau de transport d'hydrogène par canalisations à grande échelle pour construire un marché organisé de l'hydrogène compétitif et sécurisé. Le schéma directeur de développement, proposé par les deux opérateurs de transport, vise à proposer une desserte des territoires cohérente, adaptée et interconnectée pour répondre aux besoins locaux, nationaux et, par extension, européens. Il s'appuie sur les nombreux projets d'infrastructures portés par NaTran et Teréga, qui sont coconstruits avec le marché et s'ancrent dans les besoins exprimés par les futurs utilisateurs qui s'y raccorderont.

RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDROGÈNE À PARTIR DE 2040

Source : SER, d'après NaTran



LE PROJET H2MED

Le projet H2med est une initiative transnationale visant à relier les réseaux d'hydrogène de la péninsule ibérique au nord ouest de l'Europe, pour approvisionner le continent en hydrogène renouvelable abordable d'ici 2030. Cette initiative, lancée par la France, l'Espagne et le Portugal avec le soutien de l'Allemagne, est portée par les gestionnaires de réseau de transport de ces mêmes pays : NaTran, Teréga, Enagás, REN et OGE.

Avec une capacité de transport de 2 millions de tonnes d'hydrogène par an, le projet H2med représente 10 % de la consommation d'hydrogène estimée en Europe d'ici 2030 et est donc majeur pour le développement du marché européen de l'hydrogène et l'atteinte des objectifs de neutralité carbone. Le projet a d'ailleurs été officiellement reconnu Project d'intérêt commun (PIC) par l'Union européenne en 2024 et a obtenu des fonds européens pour la réalisation des études de développement dans le cadre du dispositif Connecting Europe Facility (CEF).

L'appel à manifestation d'intérêt réalisé fin 2024 a permis d'identifier un potentiel de production significatif dans la péninsule ibérique ainsi que des zones de consommation en France et en Allemagne.

Le projet est également stratégique pour la France, en lui permettant de se doter d'une infrastructure de transport robuste qui unifie et irrigue le territoire à coût réduit, en profitant des effets d'échelle partagés avec les producteurs ibériques et les consommateurs allemands d'hydrogène. Il donnera ainsi accès à l'industrie française à un choix compétitif de sources d'hydrogène tout en garantissant une meilleure sécurité d'approvisionnement.



► Pour en savoir plus sur le projet :
<https://h2medproject.com/>

FOCUS SUR LE CO₂ BIOGÉNIQUE

Le CO₂ biogénique, ou bioCO₂, issu de la combustion ou de la dégradation de la biomasse (matière organique), est une molécule neutre pour le changement climatique dans la mesure où ce carbone est capté par les végétaux pendant leur croissance.

Actuellement, ce CO₂ est un coproduit de la méthanisation, et demain, il le sera également grâce au développement des nouvelles filières complémentaires de production de gaz renouvelables et bas carbone. Sa valorisation permet, dans le cadre du BECCU (Bioenergy with Carbon Capture and Utilization) :

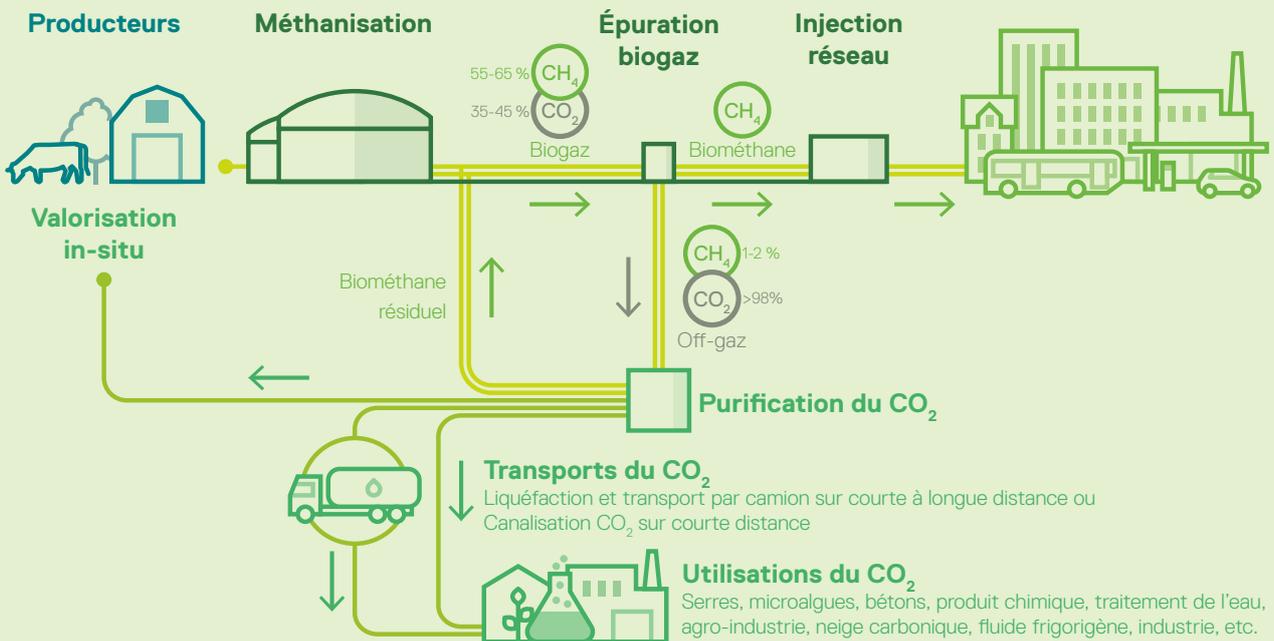
- ▶ d'optimiser l'utilisation de la biomasse et de maximiser la valeur des coproduits des gaz renouvelables et bas carbone ;
- ▶ et d'accompagner la défossilisation de l'économie en évitant de nouvelles émissions de CO₂ fossile, soit directement sous forme de CO₂, soit indirectement à travers des

produits comme le e-méthane ou les e-fuels. On parle alors d'« émissions évitées ».

La séquestration du CO₂ (BECCS - Bioenergy with Carbon Capture and Storage) permettrait même de contribuer au retrait du CO₂ de l'atmosphère, comme recommandé par le GIEC pour limiter le changement climatique. En effet, ce CO₂ fait partie du cycle court du carbone et était déjà présent dans l'atmosphère, contribuant à l'effet de serre. En le séquestrant de manière définitive, on réduit ainsi le niveau des gaz à effet de serre actifs, ce qui explique pourquoi on parle d'« émissions négatives ».

VALORISATION DU CO₂

Source : GRDF



En France, le potentiel de production de CO₂ biogénique issu de la méthanisation dépasse déjà 1,5 million de tonnes de CO₂/an. La valorisation de ce gisement pourrait couvrir l'ensemble des besoins du marché national actuel, estimés entre 500 et 1000 ktCO₂/an. Ce potentiel devrait atteindre plusieurs dizaines de millions de tonnes d'ici 2050 pour l'ensemble des gaz renouvelables. La production de carburants et de molécules de synthèse semble être le principal marché pour ce CO₂ renouvelable.

À l'occasion du dépôt de candidature du projet Pycasso au label européen PCI (« Project of Common Interest ») et suite à son AMI lancé fin 2023, Teréga a mis à jour les données sur le potentiel d'émissions de CO₂ biogénique dans le Sud-Ouest de la France. Les dernières estimations évaluent ce potentiel à plus de 3 MtCO₂/an d'ici 2035 (sur un total de plus de 6 MtCO₂/an). Ce territoire abrite également quatre projets de valorisation du CO₂ biogénique, principalement axés sur la production de e-carburants en combinaison avec de l'H₂, témoignant d'un réel dynamisme régional.

Le bioCO₂ constitue ainsi une nouvelle filière stratégique en raison de son potentiel, de son faible coût de capture (notamment sur les installations de méthanisation), et de sa valeur environnementale.

De plus, l'association de l'usage du biométhane avec la capture du CO₂ (bioCO₂) émis lors de sa combustion offre une solution efficace de décarbonation pour l'industrie.

Pour être valorisé (BECCU) ou stocké (BECCS), le CO₂ doit être transporté depuis son lieu de captage. Plusieurs voies de valorisation du bioCO₂ issu des gaz renouvelables existent :

► Sous forme liquide : après liquéfaction, le CO₂ peut être transporté par camion, train ou bateau jusqu'au site de consommation. Selon l'usage final, la certification de la pureté et de la qualité alimentaire du bioCO₂ peut être requise.

► Par canalisation sous forme gazeuse ou dense : cette méthode, qui permet de réduire les coûts de la chaîne de valeur, est prometteuse. Elle nécessite toutefois une proximité avec les projets de valorisation et certains ajustements réglementaires actuellement en cours.

► La valorisation *in situ* : il est possible de transformer chimiquement le bioCO₂ sur place, en le combinant avec de l'hydrogène pour produire de l'e-méthane, de l'e-kérosène, etc. Toutefois, l'absence d'un modèle économique viable reste un frein majeur au développement de cette filière.

EXEMPLE DE PROJETS DE VALORISATION DE BIOCO₂ LAURÉATS DES AAP DE GRDF

Depuis 2021, GRDF a lancé plusieurs **Appels à Projets sur la valorisation du CO₂ de la méthanisation**. Ces AAP ont permis d'identifier et soutenir des projets pionniers portés par des acteurs impliqués sur le sujet : développeurs, producteurs de biométhane, épurateurs, cabinets d'étude, chambres d'agriculture, start-ups innovantes, etc. Les voies de valorisations sont diverses : serres, e-molécules, neige carbonique, brasseries, industrie de la viande, etc.



► Pour plus d'information :
**Bilan des lauréats
des AAP BioCO₂ de GRDF**
<https://innovation.grdf.fr/article/58>



► Pour plus d'information :
**Bilan AAP bioCO₂
dans l'industrie agroalimentaire**
<https://innovation.grdf.fr/article/82>

EXEMPLE DE PROJETS DE TRANSPORT DE CO₂

Natran développe des **projets de transport de CO₂ par canalisation**. Le projet GO CO₂, centré sur Saint-Nazaire / Montoir-de-Bretagne (400 km) et le projet DKHARBO sur la ZIP de Dunkerque (30 km). Le développement de ces réseaux de grande capacité de transport de CO₂ ouvre la voie à la mise en œuvre de BECCS ou de valorisation de CO₂ biogénique en France.

Ces projets ont fait l'objet en 2023 et 2024 d'appels à intérêt du marché et d'étude de faisabilité. Les études d'ingénierie de base doivent commencer en 2025. Ils consistent à développer des réseaux de transport de CO₂ entre des industriels captant leur CO₂ et des terminaux d'export de CO₂ par bateau ou par canalisation offshore vers des stockages géologiques permanent, ou vers des projets de valorisation de CO₂. Ces réseaux sont voués à transporter également le CO₂ biogénique pouvant constituer une part des émissions captées de certains industriels, ou directement issus d'installations de méthanisation et de nouvelles filières de production de gaz renouvelables raccordés à ce réseau.



► Pour plus d'information :
<https://www.natrangroupe.com/notre-transition-energetique/transport-co2>

PROJET COUVRANT TOUTE LA CHAÎNE DE VALEUR DU CCUS

Teréga développe le projet Pycasso, **un projet unique couvrant toute la chaîne de valeur du CCUS** (Capture, Utilisation et Stockage du Carbone). Le CO₂ résiduel capté pourra être soit valorisé par combinaison avec de l'hydrogène pour produire des carburants de synthèse (e-fuels notamment), soit séquestré dans des structures géologiques adaptées « onshore » dans le Grand Sud Ouest français. Le potentiel de captage identifié s'élève à 6 MtCO₂/an à l'horizon 2035. Une partie de ce CO₂ provient de deux sites figurant parmi les 50 plus gros émetteurs français, 50 % de ce CO₂ étant d'origine biogénique issu de papeterie par exemple.

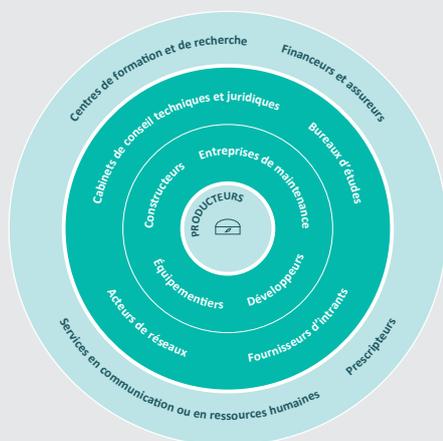
► Pour plus d'information : <https://www.pycasso-project.eu>

FOCUS SUR LE 1^{ER} BAROMÈTRE DES ENTREPRISES DES GAZ RENOUVELABLES ET BAS-CARBONE

En Janvier 2025, France Gaz, en collaboration avec ses partenaires, dont le Syndicat des énergies renouvelables (SER), le Comité Stratégique de Filière Nouveaux Systèmes Énergétiques (CSF NSE), NaTran, GRDF, le Club Biogaz de l'Association ATEE et la Biogaz Vallée®, a publié les résultats du 1^{er} « Baromètre des entreprises des gaz renouvelables et bas-carbone ». Ce baromètre, réalisé avec l'appui des cabinets Xerfi Specifics et Blunomy, met en évidence la dynamique de croissance des entreprises de cette filière en plein essor.

Pour sa première édition, ce baromètre complète le **Panorama des gaz renouvelables, qui se focalise davantage sur la production**. Il met en avant les acteurs en amont et en aval de la chaîne de valeur, en particulier les constructeurs, maîtres d'œuvre, équipementiers, bureaux d'études et développeurs. Ces entreprises forment le « 2^{ème} cercle » de l'infographie du baromètre, reflétant leur contribution à l'activité économique de la filière.

REPRÉSENTATION DE L'ÉCOSYSTÈME « GAZ RENOUEVABLES » ET DU PÉRIMÈTRE CIBLE DU BAROMÈTRE



1^{er} cercle

La production de gaz renouvelable (c'est-à-dire l'exploitation des unités) est au cœur du fonctionnement de ces filières. Plusieurs publications permettent déjà un suivi de l'évolution des capacités de production (par ex. Observatoire de la filière biométhane, Panorama des gaz renouvelables, etc.).

La première édition du baromètre ne s'est ainsi pas focalisée sur les acteurs de la production et la vente de gaz.

2^{ème} cercle

La première édition du baromètre s'est attachée à mettre en visibilité un socle d'entreprises locales et directement situées au contact des acteurs de la production, en amont comme en aval : constructeurs, équipementiers, maintenance, bureaux d'étude, acteurs de réseaux, etc.

3^{ème} cercle

Pour cette première édition, les activités plus éloignées de la production pour lesquelles les acteurs restent peu spécialisés dans les gaz renouvelables (financiers, prescripteurs, centres de formation) n'ont pas été ciblées prioritairement.

Les enseignements clés du « Baromètre des entreprises des gaz renouvelables et bas-carbone » montrent que la transition énergétique génère des richesses, favorise l'emploi industriel et stimule l'innovation dans les territoires. Globalement, la filière gaz renouvelables se distingue par son dynamisme et son ancrage territorial, avec une forte implantation dans les petites communes. Elle connaît une croissance soutenue de son activité et de son chiffre d'affaires, avec des perspectives favorables pour les années à venir.

La production reste majoritairement française, tant en termes de valeur ajoutée que d'équipements. L'essor de la filière s'accompagne d'une création d'emplois industriels, notamment qualifiés. L'innovation constitue un moteur clé de son développement, comme en témoigne le nombre de brevets déposés et les investissements en R&D. Enfin, son rayonnement international s'accroît, avec une présence affirmée en Europe et en Amérique du Nord.



► Découvrez la synthèse de l'étude ici :
https://www.francegaz.fr/wp-content/uploads/250127_Synthese-du-barometre-des-gaz-renouvelables_vSent.pdf



LE PANORAMA DES GAZ RENOUVELABLES CÉLÈBRE SES 10 ANS !

À cette occasion, tous les partenaires tiennent à remercier celles et ceux qui ont contribué à son évolution et à sa pérennité depuis 2015 :

Agathe AMIN / Robin APOLIT SAGET-BORGETTO / Mathieu BARNETO
 Merouane BELGHIT / Younès BELARBI / Élodie BILLEREY
 Antonin BOISSIN / Roger BOCK / Grégory BUGLER / Yves BRULLE
 Bertrand DE SINGLY / Sabrina DUPUIS / Anne EVRARD
 Johanna FLAJOLLET-MILLAN / Étienne GOUDAL / Mathilde GARRET
 Françoise JOUET / Cynthia KARI / Jean-Marc LE GALL
 Catherine LEBOUL-PROUST / Corentin MACÉ / Alexis MASSE
 Didier MARRON / Raphaëlle NAYRAL / Olivier PISANI / Julie PINEL
 Ony RABETSIMAMANGA / Alice SAURIN / Julien SCHMIT
 Alban THOMAS / Quitterie VINCENT / Valérie WEBER-HADDAD



Ont contribué à cette édition :

Gaz et Territoires : Roger BOCK, Corentin MACÉ

GRDF : Sabrina DUPUIS

NaTran : Yves BRULLÉ

SER : Robin APOLIT SAGET-BORGETTO, Agathe AMIN, Cynthia KARI

Teréga : Mérouane BELGHIT

Gaz et Territoires · Syndicat professionnel des entreprises locales de distribution de gaz · www.gaz-et-territoires.fr

GRDF · Gaz Réseau Distribution France · Société Anonyme au capital de 1835 695 000 euros · RCS Paris 444 786 511 · www.grdf.fr

NaTran · Société Anonyme au capital de 639 633 420 euros · RCS Nanterre 440 117 620 · www.natrangroupe.com

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

Teréga · Société Anonyme au capital de 17579 088 euros · RCS Pau 095 580 841 · www.terega.fr

La responsabilité de Gaz et Territoires - Syndicat professionnel des entreprises locales de distribution de gaz, de GRDF - Gaz Réseau Distribution France S.A., de NaTran S.A., du Syndicat des énergies renouvelables, 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.

Crédits photos couverture : Site BIO MATH / GRDF - GRDF - SAS VERRIÈRES CÉRÉALES / GRDF.

© Mars 2025. Conception graphique : THINK UP. Impression sur papier certifié FSC, issu de forêts gérées durablement et de sources contrôlées.