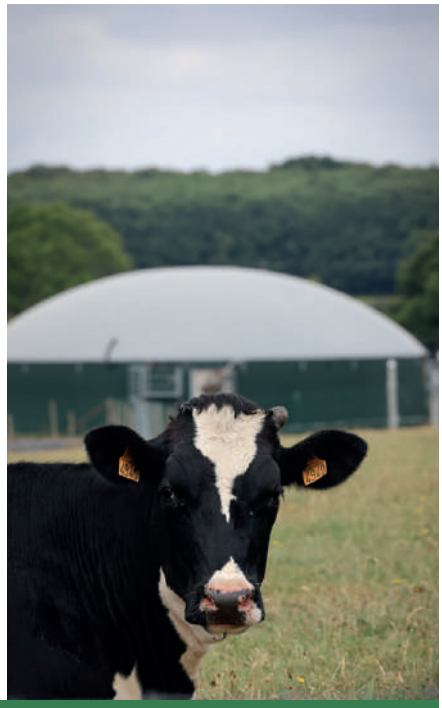


PANORAMA DES GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE EN 2025

ser Syndicat des énergies renouvelables

Gaz et Territoires
Syndicat des entreprises locales gazières

GRDF

natran

TERĒGA

PRÉAMBULE

Pour cette 11e édition, le Panorama change de nom et devient le « Panorama des gaz renouvelables et bas carbone ». Cette évolution reflète la diversification progressive des technologies qui contribuent à la décarbonation du mix gazier français.

Le gaz constitue un vecteur énergétique essentiel. La transformation engagée consiste à substituer progressivement au gaz naturel fossile des gaz renouvelables et des gaz bas carbone, produits sur le territoire national et compatibles avec les infrastructures existantes de transport et de distribution.

Un gaz est dit renouvelable lorsqu'il est produit à partir d'une ressource capable de se régénérer à l'échelle d'une vie humaine. En France, ces gaz proviennent principalement de la valorisation de biomasse d'origine agricole, industrielle ou urbaine, qui constituent les intrants des installations. Ces gaz renouvelables prennent aujourd'hui majoritairement la forme de biogaz, issu de la méthanisation des matières organiques, puis, après épuration, de biométhane injectable dans les réseaux.

Un gaz est dit bas carbone lorsqu'il présente, sur l'ensemble de son cycle de vie, un niveau d'émissions significativement inférieur à celui du gaz naturel fossile. Cette notion renvoie à une performance climatique mesurable et ne préjuge pas de l'origine renouvelable ou non de l'intrant. Complémentaires des gaz renouvelables, ils constituent un levier pragmatique de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de décarbonation du système gazier.

Au-delà de la filière méthanisation, aujourd'hui mature, d'autres voies technologiques contribuent et contribueront au développement des gaz renouvelables et bas carbone, notamment les procédés thermochimiques tels que la pyrogazéification et la gazéification hydrothermale. Selon les intrants mobilisés, ces procédés peuvent produire un gaz renouvelable (par exemple à partir de biomasse ou de déchets bois) ou un gaz bas carbone (par exemple à partir de déchets non biogéniques).

Hydrogène renouvelable et méthane de synthèse produit à partir d'électricité renouvelable (power to méthane) complètent cet ensemble.

L'évolution du titre du Panorama reflète ainsi la diversité des voies technologiques mobilisées et la complémentarité entre gaz renouvelables et gaz bas carbone dans la trajectoire de décarbonation du système gazier.

Réalisée par le Syndicat des énergies renouvelables (SER), Gaz et Territoires, GRDF, NaTran et Teréga, cette édition actualise l'ensemble des données relatives aux gaz renouvelables et bas carbone en France. Les chiffres clés à fin 2025, parc installé, volumes injectés et capacités en file d'attente, sont présentés dès l'ouverture sous forme d'infographies.

Cette photographie est complétée par des éléments d'analyse et éléments de contexte : éclairage européen, présentation des technologies, exemples d'usages, cadre économique et réglementaire. Le Panorama constitue ainsi un document de référence au service des acteurs de la transition du système gazier français.

ÉDITORIAL

LA FILIÈRE DES GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE S'IMPOSE COMME UN LEVIER STRUCTURANT DE NOTRE SOUVERAINETÉ ÉNERGÉTIQUE ET INDUSTRIELLE.

La France entre dans une nouvelle ère énergétique. Face aux tensions géopolitiques, à l'exigence climatique et à l'enjeu de compétitivité industrielle, les gaz renouvelables et bas carbone ne sont plus une option mais un levier stratégique de souveraineté, au service d'un mix énergétique équilibré, diversifié, résilient et complémentaire de l'électricité et de la chaleur renouvelables.

La nouvelle Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3) fixe pour la première fois une trajectoire à la hauteur des enjeux, avec un objectif de 44 TWh PCS de biométhane injectés dans les réseaux d'ici 2030. Ce décret confirme que la France peut produire localement une énergie décarbonée, pilotable et créatrice de valeur pour les territoires. La filière des gaz renouvelables et bas carbone est prête à y contribuer : l'objectif de la PPE 2 est déjà dépassé et la dynamique engagée, portée par les capacités en service, les projets inscrits au registre et les futures mises en service, doit désormais être pleinement sécurisée et amplifiée pour atteindre cette cible.

Au-delà des volumes énergétiques, cette dynamique repose sur une filière industrielle structurée et ancrée dans les territoires. Selon le 1er Baromètre des entreprises des gaz renouvelables et bas carbone, la filière repose majoritairement sur des équipements d'origine française, à hauteur de 70 %.

Cependant, à l'horizon 2050, la Stratégie nationale bas carbone (SNBC 3) en cours d'élaboration retient pour les gaz renouvelables et bas carbone une trajectoire en retrait par rapport à la SNBC 2, et insuffisamment ambitieuse au regard du potentiel de la filière. Elle ne reflète pas pleinement les gisements mis en évidence par plusieurs travaux prospectifs indépendants, notamment Afterres2050, ni ceux mobilisés par l'ADEME dans ses réflexions sur les futurs énergétiques. La filière vise des niveaux plus élevés grâce à l'essor de nouveaux gaz renouvelables et bas carbone issus de technologies complémentaires, comme la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale et le power to méthane.

LE MODÈLE FRANÇAIS DE LA MÉTHANISATION EST AUJOURD'HUI UNE RÉUSSITE QU'IL FAUT CONSOLIDER ET AMPLIFIER.

L'année 2025 a marqué une reprise de la dynamique de la filière. La capacité de production dépasse désormais 15 TWh PCS, avec plus de 800 sites injectant du biométhane dans les réseaux gaziers français. Ce développement montre qu'il est possible de conjuguer performance économique des exploitations agricoles, valorisation des déchets, production d'engrais organiques et énergie locale. La Cour des comptes en a d'ailleurs souligné l'effet positif sur l'excédent brut d'exploitation agricole. Ce modèle territorial constitue un atout stratégique face aux dépendances extérieures. Mais sa réussite repose sur une condition essentielle : la stabilité des règles du jeu.

Depuis le 1er janvier 2026, les Certificats de production de biogaz (CPB) ont inscrit les gaz renouvelables dans un cadre clair, opérationnel et adossé à un marché réel, permettant à la filière d'avancer sans attendre. Fondé sur un mécanisme extrabudgétaire avec obligation de restitution, le dispositif a vu son effectivité confirmée par le lancement du registre puis d'une place de marché, faisant émerger un marché secondaire. Le signal est clair : le biométhane n'est plus un potentiel, mais une réalité économique. Une évidence demeure toutefois : sans trajectoire de restitution au-delà de 2028, le modèle restera fragile. Or investir suppose une visibilité durable. La mission conduite par l'ADEME sur le financement des installations, les conclusions de la Cour des comptes et le rapport annexé à la PPE 3 convergent : seule une trajectoire longue, stable et croissante donnera aux CPB la portée d'un outil durable. Le Sénat a acté, dans le projet de loi portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne (DDADUE) début 2026, le principe d'une trajectoire de CPB non décroissante dans la durée ; il faut désormais lui donner toute sa portée.

La crédibilité du dispositif se joue aussi sur le plan économique : une pénalité pour CPB manquant indexée sur l'inflation et un accès au foncier compatible avec la loi zéro artificialisation nette (ZAN) sont nécessaires pour ne pas freiner les projets. Les évolutions réglementaires de 2025 l'ont montré : lorsque le cadre évolue, la dynamique suit. La résiliation anticipée sans indemnité des contrats de cogénération, l'adaptation du droit à l'injection et la hausse des coefficients de modulation des CPB ont constitué des mesures structurantes, traduisant une volonté de maximiser les volumes injectés tout en optimisant les infrastructures existantes.

Dès 2027, l'Incitation à la Réduction de l'Intensité Carbone des Carburants (IRICC) ouvrira un nouveau cadre de soutien à la décarbonation des transports, dans lequel le BioGNV aura toute sa place.

Reste un gisement stratégique encore trop peu mobilisé : l'industrie. Les contrats de long terme (BPA) pourraient sécuriser volumes et investissements, à condition de lever le différentiel de compétitivité. C'est un enjeu national pour la méthanisation comme pour les autres voies de production, appelées à jouer un rôle croissant dans l'offre future de gaz renouvelables et bas carbone.

DE NOUVELLES TECHNOLOGIES DE PRODUCTION SONT PRÊTES À PASSER À L'ÉCHELLE INDUSTRIELLE.

La France doit désormais accélérer l'industrialisation des nouvelles technologies de gaz renouvelables et bas carbone (pyrogazéification, gazéification hydrothermale et power to méthane) et les intégrer dès à présent à sa stratégie industrielle, plutôt que de les considérer comme des horizons lointains. Le lancement, en janvier 2026, du groupe de travail « Nouvelles technologies des gaz renouvelables et bas carbone » au sein du CSF Nouveaux Systèmes Énergétiques (NSE), associant la filière, la DGEC, la DGE et l'ADEME, constitue à cet égard un signal institutionnel fort.

Les premiers déploiements confirment cette dynamique : le démonstrateur DENOBIO, première installation de power to méthane injectant dans le réseau, illustre la complémentarité entre énergies électriques renouvelables et infrastructures gazières.

L'ouverture en 2025 de l'Appel à Projets Biomasse Chaleur pour l'Industrie, l'Agriculture et le Tertiaire (BCIAT) à la pyrogazéification constitue une première reconnaissance importante de cette technologie. Toutefois, ce soutien vise des installations de production de chaleur et exclut explicitement les projets avec injection dans les réseaux, ce qui en limite la portée pour le développement d'une filière de gaz renouvelable pleinement intégrée aux infrastructures gazières. Selon l'Appel à Manifestation d'Intérêt mené en 2023 par NaTran et le CSF NSE, le potentiel atteint près de 6 TWh de gaz injecté d'ici 2030, avec le traitement d'environ 3 millions de tonnes de déchets par an, à condition d'intégrer pleinement la logique d'injection dans les réseaux gaziers.

En parallèle, la gazéification hydrothermale permet de valoriser des gisements humides difficiles à traiter, comme les boues, effluents industriels et résidus agroalimentaires. L'appel à manifestation d'intérêt publié fin 2024 en évalue le potentiel à environ 2 TWh/an d'ici 2030, ouvrant la voie à des pilotes puis à une montée en puissance industrielle. Cette filière suscite aussi un intérêt croissant pour le traitement de polluants émergents comme les PFAS, dans un contexte de renforcement des exigences sanitaires.

Enfin, la valorisation du CO_2 biogénique issu des installations de production de gaz renouvelables constitue un levier majeur pour le développement des e-carburants ainsi que pour la décarbonation de procédés industriels et agricoles, avec un potentiel actuel de plus de 1,5 Mt/an de CO_2 biogénique valorisable.

Ces avancées ouvrent une nouvelle phase pour les gaz renouvelables et bas carbone et confortent leur rôle dans la transition énergétique des territoires.

Les gaz renouvelables et bas carbone sont déjà une réalité industrielle. Volumes atteints, dynamique de projets, mécanismes de marché opérationnels et avancées réglementaires en attestent. La question n'est plus celle de la capacité à livrer, mais de la cohérence entre mécanismes de soutien et de marché, conditions de développement de la filière et ambition fixée par la PPE 3, avec 44 TWh injectés en 2030. Seules des trajectoires claires et progressivement renforcées au-delà de 2028 permettront de concrétiser la souveraineté énergétique et la compétitivité industrielle visées.

La réussite de la transition énergétique suppose de bâtir des filières industrielles complètes, de la production aux usages, en s'appuyant sur l'innovation, les ressources des territoires et la force de notre tissu agricole et industriel. À cet égard, les gaz renouvelables et bas carbone disposent d'un atout décisif : leur capacité à remplacer rapidement le gaz fossile dans les infrastructures existantes, sans transformation lourde des usages ni des réseaux. La France peut compter sur cette filière.

Les partenaires du Panorama des gaz renouvelables,

TABLE DES MATIÈRES

PRÉAMBULE **1**

ÉDITORIAL **2**

PRÉSENTATION DES ACTEURS **6**

1. PARC DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE EN FRANCE MÉTROPOLITAINE À FIN 2025 **7**

1.1. Chiffres clés du parc des installations d'injection de gaz renouvelables et bas carbone en France métropolitaine à fin 2025 7

1.2. Caractéristiques du parc des installations d'injection de gaz renouvelables et bas carbone en France métropolitaine à fin 2025 8

1.3. Répartition régionale du parc des installations d'injection de gaz renouvelables et bas carbone en France métropolitaine à fin 2025 10

1.4. Production réelle du parc des installations d'injection de gaz renouvelables et bas carbone en France métropolitaine à fin 2025 11

1.5. Cartographie de la production de gaz renouvelables et bas carbone en Europe à fin 2025 13

2. RÉSERVATIONS DE CAPACITÉS D'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE EN FRANCE MÉTROPOLITAINE À FIN 2025 **14**

3. LE BIOMÉTHANE PRODUIT PAR MÉTHANISATION : UN GAZ RENOUVELABLE ESSENTIEL **18**

3.1. De la production de biogaz par méthanisation à l'injection de biométhane : une solution d'avenir pour réduire les émissions de gaz à effet de serre 18

3.2. Typologie des installations d'injection de biométhane produit par méthanisation et des classes d'intrants utilisés pour leur approvisionnement 22

3.3. Sécurité des installations et protection de l'environnement 25

3.4. Étapes techniques, administratives et acteurs d'un projet de méthanisation 26

FOCUS SUR LA MOBILITÉ *28*

4. LES TECHNOLOGIES COMPLÉMENTAIRES DE PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE : UN POTENTIEL À DÉPLOYER POUR LA NEUTRALITÉ CARBONE **30**

4.1. La pyrogazéification de résidus solides 31

4.2. La gazéification hydrothermale 35

4.3. Le power to méthane 37

FOCUS SUR L'HYDROGÈNE RENOUVELABLE *39*

FOCUS SUR LE CO_2 BIOGÉNIQUE *41*

5. GARANTIR LA TRAÇABILITÉ DES GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE DANS LES RÉSEAUX **45**

5.1. Les Garanties d'Origine (GO) 45

5.2. Les Certificats de Production de Biogaz (CPB) 46

5.3. L'Union DataBase (UDB) : un outil européen pour harmoniser la traçabilité 47

FOCUS SUR LES USAGES DES GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE *48*

6. ADAPTER LES RÉSEAUX DE GAZ EXISTANTS POUR ACCUEILLIR DAVANTAGE DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE **52**

6.1. Quels sont les investissements possibles ? 52

6.2. Comment déterminer les emplacements pertinents pour une installation ? 53

7. CADRE ÉCONOMIQUE ET RÉGLEMENTAIRE ENCADRANT LE DÉVELOPPEMENT DES GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE **55**

FOCUS SUR LE 1ER BAROMÈTRE DES ENTREPRISES DES GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE *61*

MÉTHANISATION : 8 IDÉES REÇUES À DÉPASSER *62*

Site de méthanisation F2B. Crédit photo : GRDF

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.enr.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 1er 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, nouveau nom de GRTgaz, a ouvert une nouvelle page de son histoire en 2025 en changeant de nom et en adoptant son projet d'entreprise NaTran2030, tourné vers la transition énergétique et la neutralité carbone à l'horizon 2050. L'entreprise s'est fixé pour objectif de consacrer, d'ici à 2030, plus de 50 % de ses investissements annuels à la transition énergétique. Pour y parvenir, elle adapte son réseau et ses pratiques aux défis écologiques, économiques et numériques. Elle propose des infrastructures et une logistique adaptées aux gaz contribuant à la transition énergétique, notamment le biométhane, l'hydrogène et le CO_2. NaTran est le deuxième 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 pour ses clients. Son centre de recherche NaTran R&I, précédemment RICE, fait référence au niveau international en matière de recherche et d'innovation appliquées à la transition énergétique. Chiffres clés du groupe NaTran : 33 791 km de canalisations, 623 TWh de gaz transporté, 3 671 salariés et 2,5 Md€ de chiffre d'affaires en 2025.
www.natrangroupe.com

Teréga est implantée dans le Grand Sud-Ouest, au carrefour des grands flux gaziers européens, et déploie depuis 80 ans un savoir-faire d'exception dans le développement d'infrastructures de transport et de stockage de gaz. L'entreprise 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 15,8 % du réseau de transport de gaz français et 27 % des capacités de stockage nationales. L'entreprise a réalisé en 2024 un chiffre d'affaires de 488 M€ (hors équilibrage congestion) et compte 647 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 horizon 2030 par rapport à 2021 sur l'ensemble des scopes 1, 2 et 3.
www.terega.fr

1. PARC DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE EN FRANCE MÉTROPOLITAINE À FIN 2025

1.1. CHIFFRES CLÉS DU PARC DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE EN FRANCE MÉTROPOLITAINE À FIN 2025[1]

15,6 TWh/an
parc raccordé en gaz renouvelables et bas carbone
+13 % fin 2025

803
installations d'injection de gaz renouvelables et bas carbone
+10 % fin 2025

13,6 TWh
de production de gaz renouvelables et bas carbone[2]
+17 % en 2025

3,9 %
de la consommation de gaz[3]
en 2025

CLÉ DE LECTURE DES DONNÉES

Dans ce Panorama, l'ensemble des **données de capacités raccordées et de production** de gaz renouvelables et bas carbone (principalement du biométhane) est exprimé en **Pouvoir Calorifique Supérieur** (PCS), conformément aux conventions des gestionnaires de réseaux et aux références réglementaires françaises. Deux modes de mesure de l'énergie contenue dans un gaz existent :

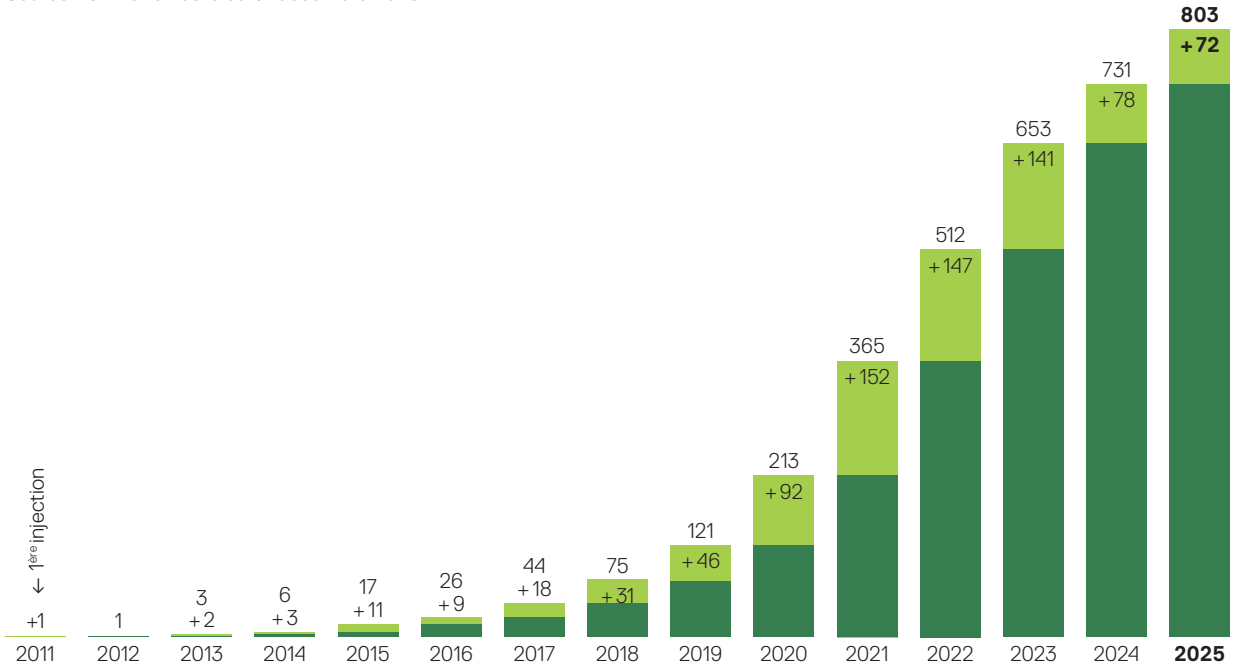
- Le **PCS (Pouvoir Calorifique Supérieur)** : c'est l'énergie totale libérée lors de la combustion, incluant la chaleur contenue dans la vapeur d'eau produite ;
- Le **PCI (Pouvoir Calorifique Inférieur)** : c'est l'énergie libérée sans prise en compte de cette chaleur, généralement non valorisée dans les usages courants.

À quantité de gaz identique, une valeur exprimée en PCS est environ 10 % supérieure à une valeur exprimée en PCI.

1. 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
2. Énergie réellement injectée dans le réseau de gaz en 2025 ; soit l'équivalent de la consommation d'environ 900 000 foyers ou 47 000 camions/bus.
3. Fin 2025, 3,9 % de la consommation totale de gaz de la France était couverte par les gaz renouvelables et bas carbone.

ÉVOLUTION ANNUELLE DU NOMBRE TOTAL D'INSTALLATIONS D'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE EN SERVICE

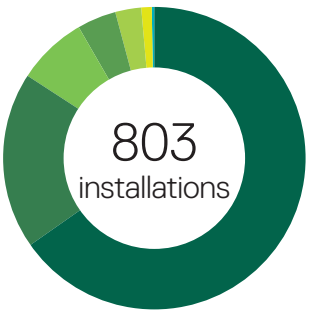
Source : ODRe[4] en date du 31 décembre 2025



1.2. CARACTÉRISTIQUES DU PARC DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE EN FRANCE MÉTROPOLITAINE À FIN 2025

RÉPARTITION DU NOMBRE D'INSTALLATIONS D'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE PAR TYPOLOGIE

Source : ODRe en date du 31 décembre 2025

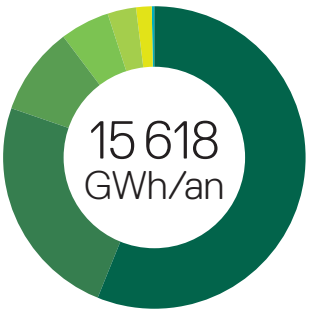


- Méthanisation agricole autonome
  525 installations · 65 %
- Méthanisation agricole territoriale
  152 installations · 19 %
- Méthanisation - Boues de stations d'épuration (STEP)
  59 installations · 7 %
- Méthanisation territoriale
  33 installations · 4 %
- Méthanisation - Installation de stockage des déchets non dangereux (ISDND)
  24 installations · 3 %
- Déchets ménagers et biodéchets
  8 installations · 1 %
- Power to méthane
  1 installation · ≈ 0,1 %

4. Source : Observatoire de la filière biométhane (ODRe) - https://odre.opendatasoft.com/pages/observatoire-biomethane-v2/?flg=fr-fr#implantation-des-sites
À noter qu'en 2024, une installation mise en service avant 2023 avait été retranchée du total, celle-ci ayant définitivement cessé son activité.
Par ailleurs, en 2025, trois installations de production de biométhane issu de méthanisation existantes – toutes classées dans la catégorie « agricole autonome » – ont définitivement fermé ; elles avaient été mises en service respectivement en 2015, 2021 et 2023.

RÉPARTITION DE LA PRODUCTION ANNUELLE PRÉVISIONNELLE[5] TOTALE DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE PAR TYPOLOGIE (en GWh PCS/an)

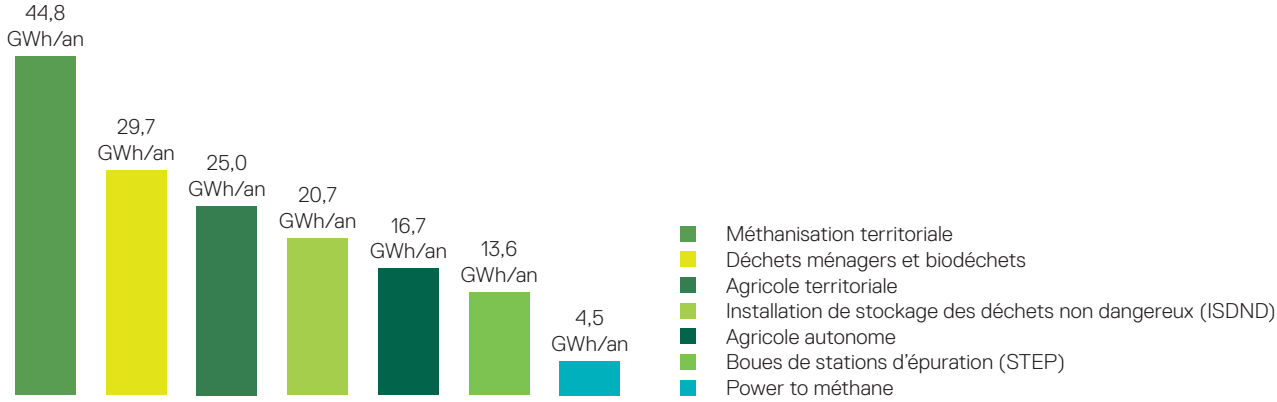
Source : ODRe en date du 31 décembre 2025



- Méthanisation agricole autonome
  8 765 GWh/an · 56 %
- Méthanisation agricole territoriale
  3 804 GWh/an · 24 %
- Méthanisation territoriale
  1 477 GWh/an · 10 %
- Méthanisation - Boues de stations d'épuration (STEP)
  805 GWh/an · 5 %
- Méthanisation - Installation de stockage des déchets non dangereux (ISDND)
  497 GWh/an · 3 %
- Méthanisation - Déchets ménagers et biodéchets
  266 GWh/an · 2 %
- Power to méthane
  4 GWh/an · ≈ 0,03 %

TAILLE MOYENNE DE LA PRODUCTION ANNUELLE PRÉVISIONNELLE DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE PAR TYPOLOGIE (en GWh PCS/an)

Source : ODRe en date du 31 décembre 2025



Crédit photo : GRDF

5. 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 m^3(n)/h, Pouvoir Calorifique Supérieur du biométhane (PCS) = 10,9 kWh/m^3(n) et 8 200 heures de fonctionnement annuel.

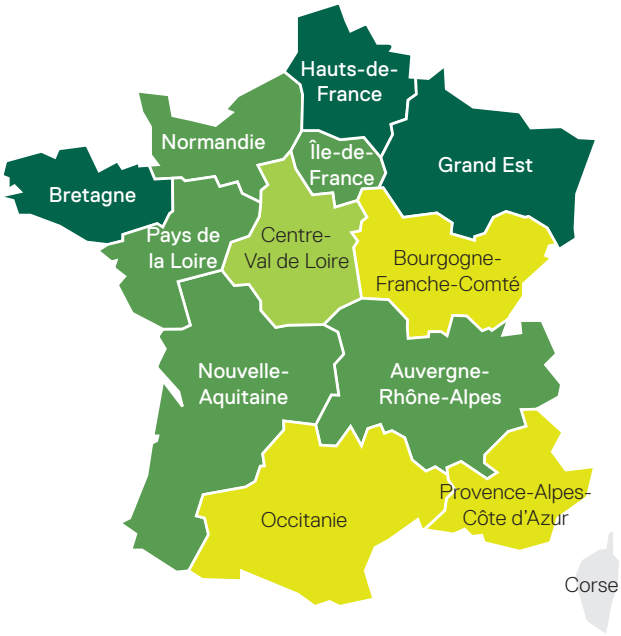
1.3. RÉPARTITION RÉGIONALE DU PARC DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE EN FRANCE MÉTROPOLITAINE À FIN 2025

RÉPARTITION RÉGIONALE DU NOMBRE D'INSTALLATIONS D'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE

Source : ODRe en date du 31 décembre 2025

803 installations dont	
Grand Est	131
Hauts-de-France	107
Bretagne	105
Nouvelle-Aquitaine	74
Auvergne-Rhône-Alpes	73
Pays de la Loire	71
Normandie	69
Île-de-France	63
Centre-Val de Loire	47
Occitanie	29
Bourgogne-Franche-Comté	27
Provence-Alpes-Côte d'Azur	7
Corse	0

-] 90 installations
-] 60 - 90] installations
-] 30 - 60] installations
-] 0 - 30] installations
- 0



RÉPARTITION RÉGIONALE DE LA PRODUCTION ANNUELLE PRÉVISIONNELLE[6] DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE (en GWh PCS/an)

Source : ODRe en date du 31 décembre 2025

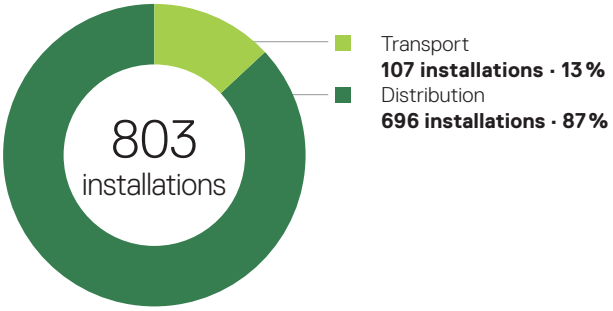
15 618 GWh/an dont	
Grand Est	2 972
Hauts-de-France	2 537
Nouvelle-Aquitaine	1648
Normandie	1398
Île-de-France	1342
Bretagne	1210
Pays de la Loire	1178
Auvergne-Rhône-Alpes	1007
Centre-Val de Loire	809
Bourgogne-Franche-Comté	748
Occitanie	669
Provence-Alpes-Côte d'Azur	100
Corse	0

-] 1800 GWh/an
-] 1200 - 1800] GWh/an
-] 600 - 1200] GWh/an
-] 0 - 600] GWh/an
- 0

6. 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 $m^3(n)/h$, Pouvoir Calorifique Supérieur du biométhane (PCS) = 10,9 kWh/$m^3(n)$ et 8 200 heures de fonctionnement annuel.

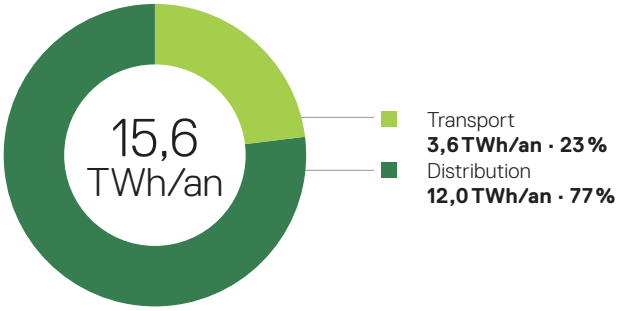
NOMBRE D'INSTALLATIONS D'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE PAR TYPE DE RÉSEAUX

Source : ODRe en date du 31 décembre 2025



PRODUCTION ANNUELLE PRÉVISIONNELLE DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE PAR TYPE DE RÉSEAUX (en TWh PCS/an)

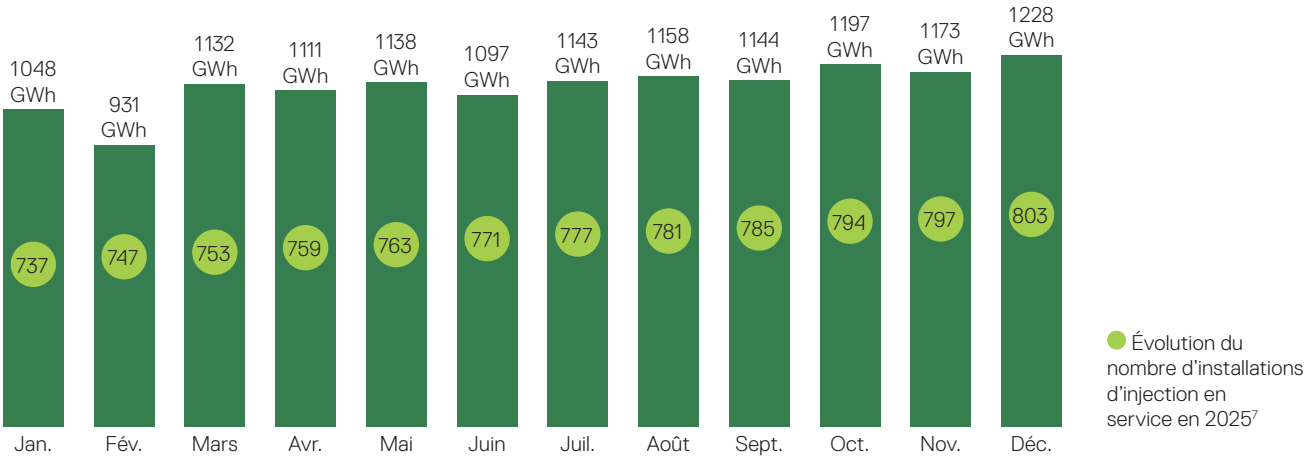
Source : ODRe en date du 31 décembre 2025



1.4. PRODUCTION RÉELLE DU PARC DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE EN FRANCE MÉTROPOLITAINE À FIN 2025

PRODUCTION MENSUELLE DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE EN 2025 (en GWh PCS)

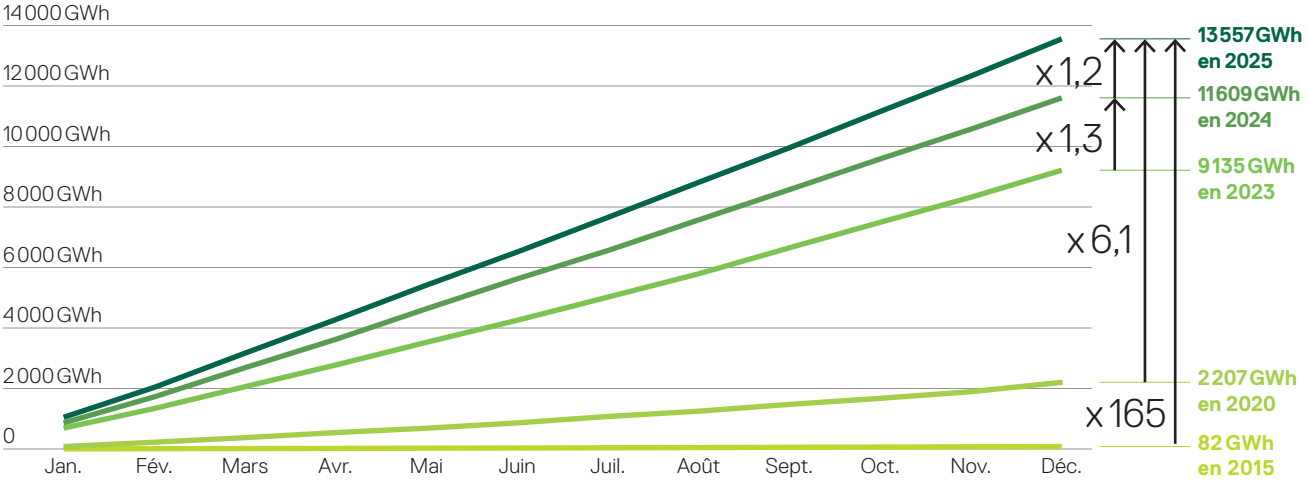
Source : ODRe en date du 31 décembre 2025



7. À fin 2024, le parc français comptait 731 installations de production de biométhane en injection. En 2025, 74 nouvelles installations ont été mises en service. Toutefois, deux installations existantes ont été définitivement arrêtées en septembre 2025. Toutes deux situées en région Occitanie, raccordées au réseau de transport et de type « agricole autonome », elles avaient respectivement été mises en service en 2021 et en 2023. Le parc net s'établit ainsi à 803 installations à fin 2025.

ÉVOLUTION ANNUELLE DE LA PRODUCTION CUMULÉE DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE (en GWh PCS)

Source : ODRe en date du 31 décembre 2025

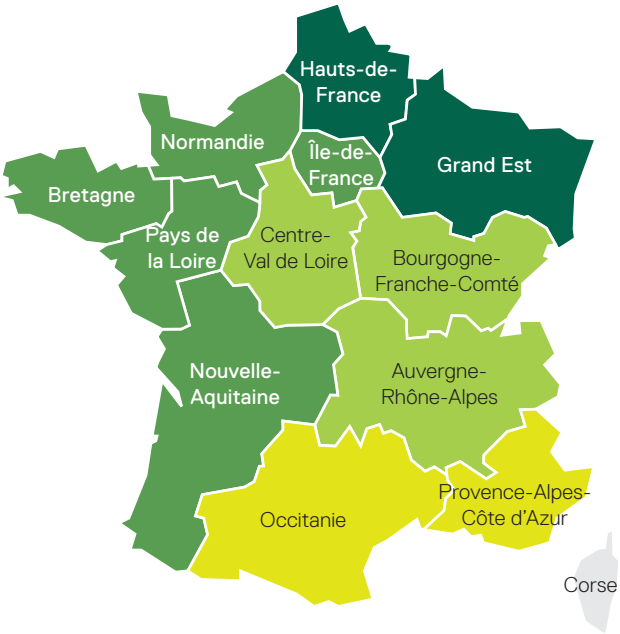


RÉPARTITION RÉGIONALE DE LA PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE EN 2025 (en GWh PCS)

Source : ODRe en date du 31 décembre 2025

	13 557 GWh dont
Grand Est	2 802
Hauts-de-France	2 310
Nouvelle-Aquitaine	1 289
Île-de-France	1 203
Normandie	1 144
Bretagne	1 092
Pays de la Loire	1 077
Auvergne-Rhône-Alpes	867
Centre-Val de Loire	678
Bourgogne-Franche-Comté	578
Occitanie	437
Provence-Alpes-Côte d'Azur	80
Corse	0

-] 1 500 GWh
-] 1000 - 1500] GWh
-] 500 - 1000] GWh
-] 0 - 500] GWh
- 0



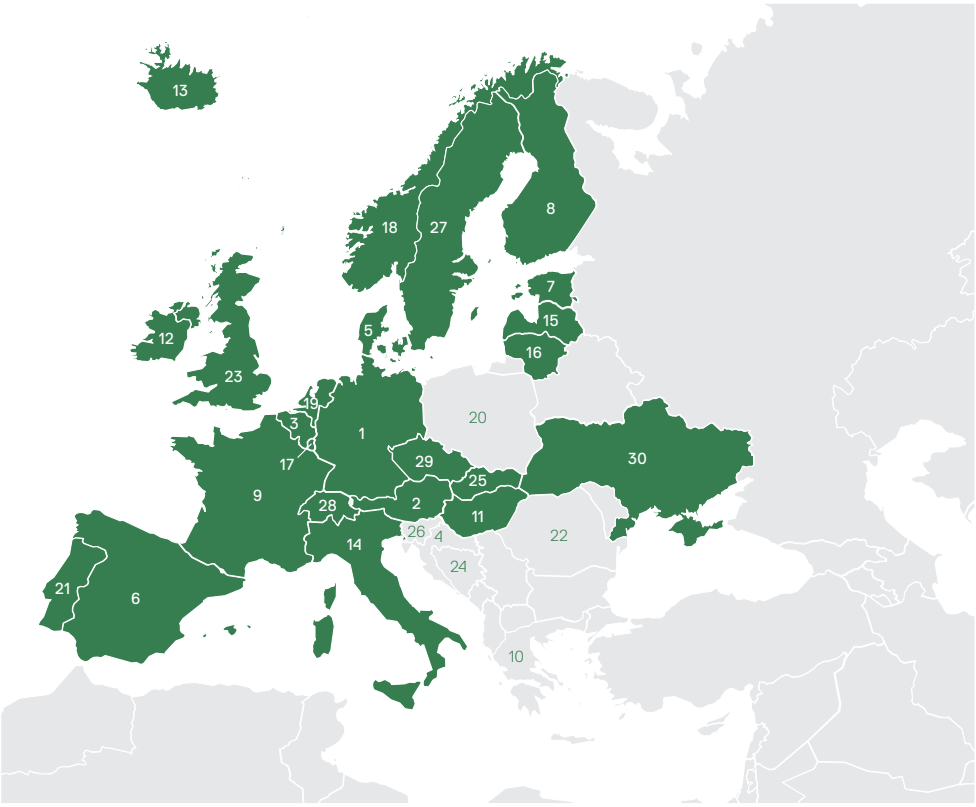
1.5. CARTOGRAPHIE DE LA PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE EN EUROPE À FIN 2025

PANORAMA DE LA PRODUCTION DE BIOMÉTHANE EN EUROPE

Source : SER, d'après EBA Statistical Report 2025 – Tracking biogas and biomethane deployment across Europe

Dans ce panorama, nous dressons un état des lieux européen des installations de production de biométhane, qui constitue aujourd'hui la quasi-totalité des gaz renouvelables effectivement produits en Europe. À fin 2025, seules les données à fin 2024 sont disponibles pour la grande majorité des pays, hormis la France et la Slovaquie dont les données sont fin 2025. À noter que, pour la France, les données 2025 intègrent également la part, encore très marginale, de gaz bas carbone produite sur l'année (au-delà du seul biométhane), afin de refléter au mieux l'amorçage de ces nouvelles filières. Lorsque l'information est disponible, il est en outre précisé si le biométhane est injecté dans les réseaux de gaz.

Selon les données disponibles à fin 2025, on dénombre au moins 1 689 installations de production de biométhane dans les principaux pays producteurs d'Europe, pour une production totale de biométhane de près de 54 TWh.



1. ALLEMAGNE
En 2024, 267 installations ont produit 11 000 GWh de biométhane.

2. AUTRICHE
En 2024, 15 installations de production de biométhane ont injecté 123 GWh dans les réseaux.

3. BELGIQUE
En 2024, 9 installations ont produit 216 GWh de biométhane.

4. CROATIE
Fin 2024, il n'y a aucune installation de production de biométhane.

5. DANEMARK
En 2024, 58 installations ont produit 7 531 GWh de biométhane.

6. ESPAGNE
En 2024, 14 installations ont produit 327 GWh de biométhane.

7. ESTONIE
En 2024, 9 installations ont produit 275 GWh de biométhane.

8. FINLANDE
En 2024, 26 installations ont produit 250 GWh de biométhane.

9. FRANCE
En 2025, 803 installations de production de biométhane ont injecté 13 557 GWh de biométhane dans les réseaux.

10. GRÈCE
Fin 2024, il n'y a aucune installation de production de biométhane.

11. HONGRIE
En 2024, 2 installations ont produit 260 GWh de biométhane.

12. IRLANDE
En 2024, 2 installations de production de biométhane ont injecté 61 GWh de biométhane dans les réseaux.

13. ISLANDE
En 2024, 2 installations ont produit 49 GWh de biométhane.

14. ITALIE
En 2024, 115 installations ont produit 6 500 GWh de biométhane.

15. LETTONIE
En 2024, 8 installations ont produit 75 GWh de biométhane.

16. LITUANIE
En 2024, 1 installation a produit 127 GWh de biométhane.

17. LUXEMBOURG
En 2024, 3 installations de production de biométhane ont injecté 61 GWh de biométhane dans les réseaux.

18. NORVÈGE
En 2024, 15 installations ont produit 828 GWh de biométhane.

19. PAYS-BAS
En 2024, 82 installations ont produit 2 696 GWh de biométhane.

20. POLOGNE
Fin 2024, il n'y a aucune installation de production de biométhane.

21. PORTUGAL
En 2024, 3 installations ont produit 22 GWh de biométhane.

22. ROUMANIE
Fin 2024, il n'y a aucune installation de production de biométhane.

23. ROYAUME-UNI
En 2024, 120 installations ont produit 7 500 GWh de biométhane.

24. SERBIE
Fin 2024, il n'y a aucune installation de production de biométhane.

25. SLOVAQUIE
En 2025, 2 installations ont produit 103 GWh de biométhane.

26. SLOVÉNIE
Fin 2024, il n'y a aucune installation de production de biométhane.

27. SUÈDE
En 2024, 71 installations ont produit 1 630 GWh de biométhane.

28. SUISSE
En 2024, 47 installations ont produit 471 GWh de biométhane.

29. TCHÉQUIE
En 2024, 11 installations ont produit 78 GWh de biométhane.

30. UKRAINE
En 2024, 4 installations ont produit au moins 50 GWh de biométhane.

2. RÉSERVATIONS DE CAPACITÉS D'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE EN FRANCE MÉTROPOLITAINE À FIN 2025[8]

34,7 TWh/an
dans le registre

+ 18,8 % en 2025

dont 19,2 TWh/an en file d'attente

et dont également :
· 34,23 TWh/an projets de méthanisation
· 0,43 TWh/an projets de pyrogazéification
· 0,04 TWh/an projets de power to méthane

1585 projets
inscrits dans le registre

dont 1126 en file d'attente,
parmi lesquels 782 n'injectent pas encore et 344 sont déjà mis en service mais attendent une augmentation de leur capacité de production

et dont également :
· 1575 projets de méthanisation
· 5 projets de pyrogazéification
· 5 projets de power to méthane

Source : ODRe en date du 31 décembre 2025

Afin de suivre le développement de la filière, un registre commun aux gestionnaires de réseaux a été créé pour les projets demandant à injecter dans le réseau. Ce registre permet de gérer les réservations de capacité, de suivre l'avancement des projets depuis leur phase d'étude jusqu'à la production, et 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 production[9]. Dès lors, les données du registre comprennent donc les projets d'injection de biométhane issu de méthanisation et les projets d'injection de gaz issus des technologies complémentaires (cf. page 30 à 38) : pyrogazéification, gazéification hydrothermale et power to méthane.

La production annuelle prévisionnelle[10] cumulée des 1585 projets enregistrés dans le registre des capacités s'élève à 34,7 TWh/an, dont 19,2 TWh/an en file d'attente. Ces capacités de production en file d'attente pourraient être mises en service avant 2028, un projet prenant entre 3 et 5 ans pour être mené à terme. Au total sur l'année 2025, 227 projets sont entrés dans le registre, représentant une production annuelle prévisionnelle de 5,5 TWh : un niveau d'entrées qui fait de 2025 une année plus dynamique encore que l'année historique de 2019.

8. Source : https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/registre-biomethane-trimestre/information/?flg=fr-fr&disjunctive.trimestre & https://www.naTrangroupe.com/sites/default/files/2022-10/Procedure-registre-capacite-annexe.pdf
Toutes les données sont exprimées en GWh PCS ou TWh PCS.
9. Source : https://www.naTrangroupe.com/medias/actualites/elargissement-du-registre-des-capacites
10. 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 m^3(n)/h,
Pouvoir Calorifique Supérieur du biométhane (PCS) = 10,9 kWh/m^3(n) et 8 200 heures de fonctionnement annuel.

POURQUOI CETTE NOTION DE FILE D'ATTENTE ?

La **file d'attente** regroupe les projets de production de biométhane **déjà engagés dans un parcours de raccordement**, mais **dont la production n'est pas encore pleinement comptabilisée** dans les volumes effectivement injectés.

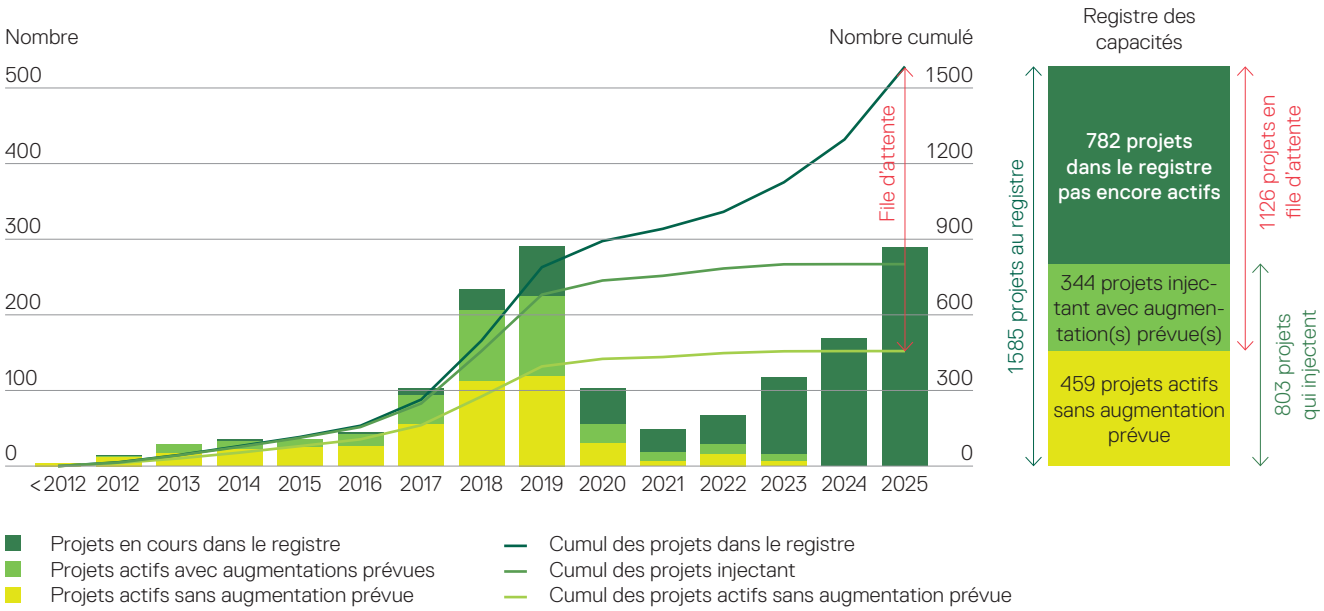
Elle permet de distinguer clairement :

- **ce qui produit déjà** (installations en service),
- **ce qui va produire demain** (projets à venir).

Elle met aussi en évidence un point important : même parmi les installations déjà en service, certaines **montent encore en puissance** et n'ont pas encore atteint leur **niveau de production nominal (maximal)**.

NOMBRE D'INSTALLATIONS DANS LA LISTE D'ATTENTE DU TABLEAU DE BORD DU MINISTÈRE

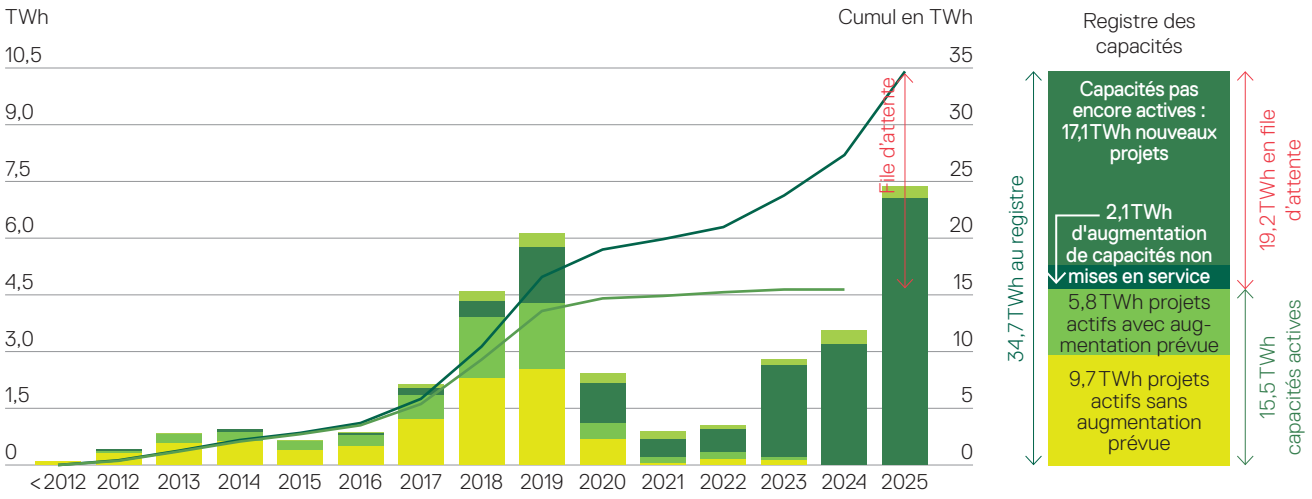
France entière – hors projets en attente, sortis, abandonnés ou dont toutes les phases sont actives. Incluant les projets actifs mais avec des augmentations en attente.
Source : registre des capacités au 31/12/2025



Crédit photo : GRDF / SAS VERRIÈRES CÉRÉALES

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 31/12/2025



- Capacité en attente dans le registre (augmentations en cours)
- Capacité en attente dans le registre (projets en cours)
- Capacité active avec augmentations prévues
- Capacité active sans augmentation prévue
- Cumul des capacités dans le registre
- Cumul des capacités des projets injectant

RÉPARTITION RÉGIONALE DE LA PRODUCTION ANNUELLE PRÉVISIONNELLE[11] DES PROJETS D'INJECTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE INSCRITS AU REGISTRE DES CAPACITÉS (en TWh PCS/an)

Source : ODRe en date du 31 décembre 2025

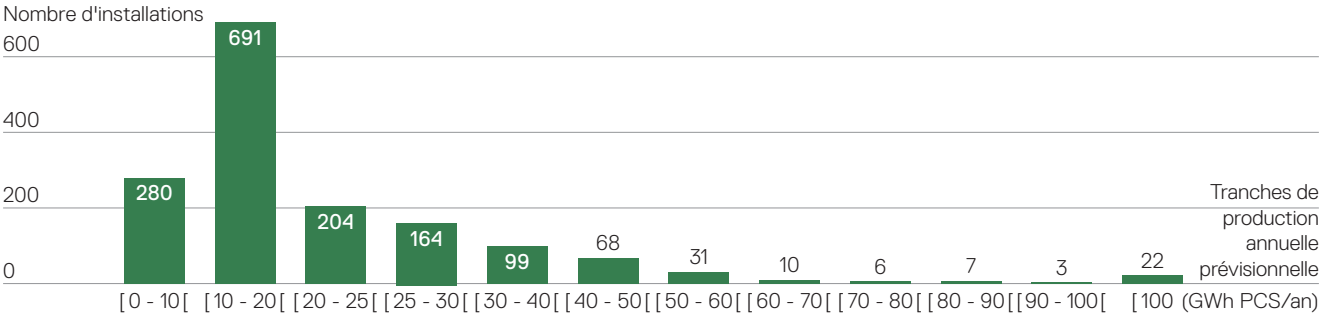
	1585 projets dont	34,7 TWh/an dont
Grand Est	244	6,3
Hauts-de-France	154	4,4
Nouvelle-Aquitaine	165	3,8
Normandie	181	3,8
Île-de-France	86	2,9
Pays de la Loire	152	2,6
Bretagne	211	2,6
Centre-Val de Loire	106	2,3
Auvergne-Rhône-Alpes	126	2,0
Occitanie	83	1,8
Bourgogne-Franche-Comté	57	1,6
Provence-Alpes-Côte d'Azur	20	0,6
Corse	0	0

-] 3 TWh/an
-] 2 - 3] TWh/an
-] 1 - 2] TWh/an
-] 0 - 1] TWh/an
- 0

11. 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 m^3(n)/h, Pouvoir Calorifique Supérieur du biométhane (PCS) = 10,9 kWh/m^3(n) et 8 200 heures de fonctionnement annuel.

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

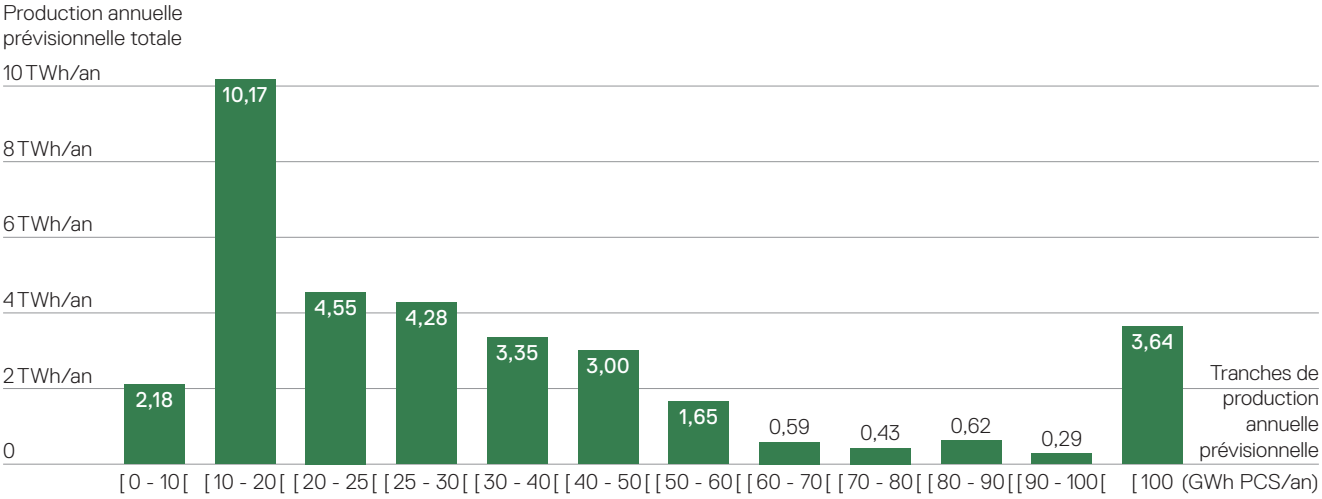
Source : Registre de capacités au 31/12/2025



74 % des installations inscrites au registre de capacités à fin 2025 sont de petits projets dont la production annuelle prévisionnelle est inférieure à 25 GWh PCS/an.

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

Source : Registre de capacités au 31/12/2025



La totalité des petits projets, dont la production annuelle prévisionnelle est inférieure à 25 GWh/an, représente 49 % de la production annuelle prévisionnelle totale inscrite au registre des capacités.

Site de BIOMATH. Crédit photo : GRDF

3. LE BIOMÉTHANE PRODUIT PAR MÉTHANISATION : UN GAZ RENOUVELABLE ESSENTIEL

3.1. DE LA PRODUCTION DE BIOGAZ PAR MÉTHANISATION 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 (CH_4), de 35 à 50 % de dioxyde de carbone (CO_2) et de traces d'autres composés : **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)[12], 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**[13] » 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. Après épuration et odorisation, le biométhane peut être injecté dans les réseaux de gaz. Cette phase d'épuration permet également de capter et de valoriser le **CO_2 biogénique**[14], coproduit naturellement contenu dans le biogaz.

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 autre 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 ces atouts, la production de biogaz s'inscrit dans la stratégie française de développement des énergies renouvelables depuis 2011. La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) adoptée en 2015 avait fixé un objectif minimal correspondant à 10 % de la consommation de gaz à l'horizon 2030, soit environ 39 à 42 TWh PCS.

Cette trajectoire a depuis été révisée à la hausse. **La nouvelle Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3)**, publiée par le décret n° 2026-76 du 12 février 2026, fixe désormais un objectif de 44 TWh PCS de biométhane injecté en 2030, puis une fourchette comprise entre 47 et 82 TWh PCS en 2035, traduisant la reconnaissance du rôle structurant de la filière dans la décarbonation du système gazier. En prenant en compte le biogaz non injecté dans le réseau, cela correspond à environ 50 TWh PCS de biogaz au total en 2030 et entre 50 et 85 TWh PCS en 2035.

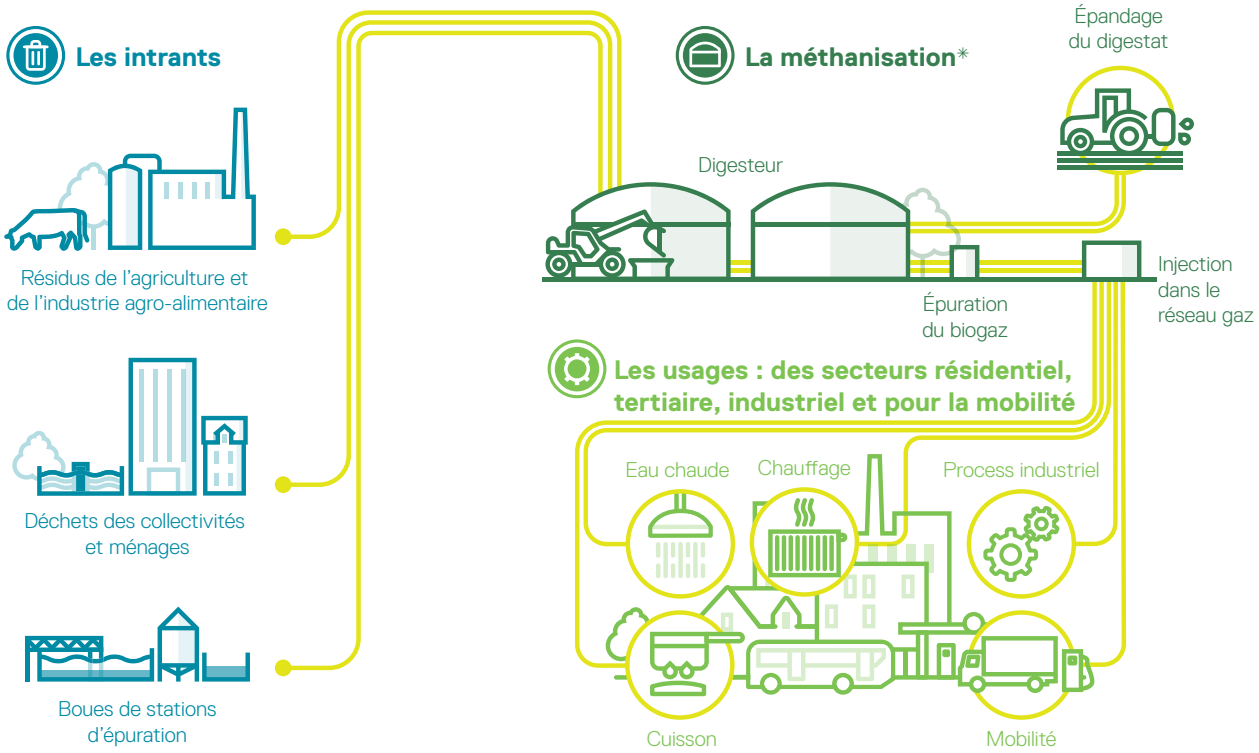
12. Gaz produit dans les décharges, principalement issu de la dégradation anaérobie de la matière organique biodégradable.
13. Voir pages 28 & 29.
14. Voir pages 41 à 44.

À l'horizon 2050, le projet de **Stratégie nationale bas carbone (SNBC 3)** retient un objectif de 106 TWh PCS pour le gaz, dont 100 TWh PCS de biométhane issu de la méthanisation et 6 TWh PCS de gaz renouvelables ou bas carbone issus de technologies complémentaires (pyrogazéification, gazéification hydrothermale et power to méthane). Ces niveaux appellent toutefois de fortes réserves de la part de la filière.

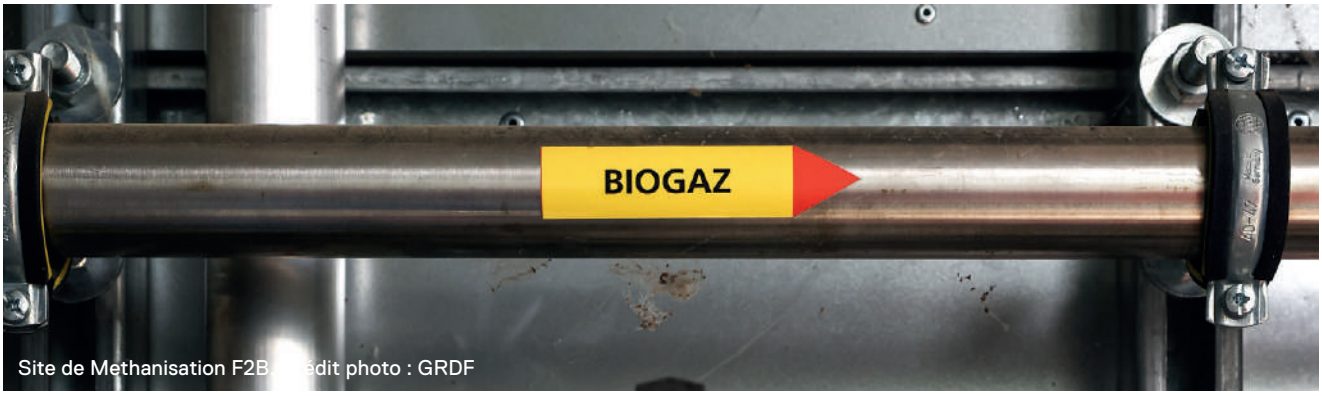
Les travaux prospectifs récents, reconnus par les acteurs publics et privés, évaluent les potentiels mobilisables à des niveaux sensiblement supérieurs. La mise à jour du scénario Afterres2050[15] estime ainsi le potentiel de la seule méthanisation à au moins 146 TWh PCS à l'horizon 2050. De même, le rapport Transition(s) 2050[16] identifie, pour les technologies complémentaires, un potentiel pouvant atteindre 80 TWh PCS.

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.

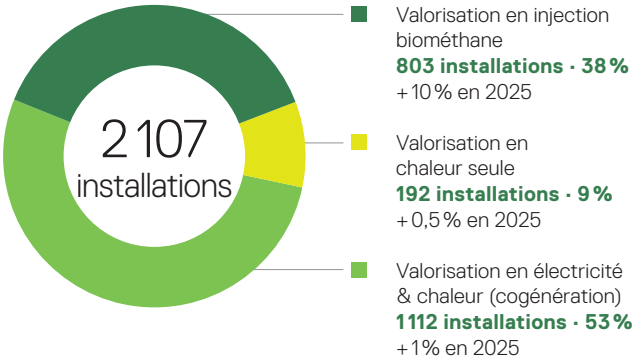


Site de Methanisation F2B – Crédit photo : GRDF

15. Couturier, Christian (Solagro), Afterres2050 - Le scénario - Édition 2026, Solagro, novembre 2025. https://afterres.org/wp-content/uploads/2025/11/scenario-afterres-edition2026.pdf
16. ADEME, Transition(s) 2050. Choisir maintenant. Agir pour le climat - Rapport (coll. Horizons), ADEME, édition : novembre 2021 (mise en ligne : 18/01/2022), Réf. ADEME 011627 https://librairie.ademe.fr/societe-et-politiques-publiques/5072-prospective-transitions-2050-rapport-9791029718878.html

NOMBRE D'INSTALLATIONS QUI PRODUISENT ET VALORISENT DES GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE EN FRANCE MÉTROPOLITAINE À FIN 2025

Source : SER d'après ODRe décembre 2025, ADEME-SINOE® & Tableau de bord du MTE au 31/12/2025



À fin 2025, la France dénombre plus de 2 100 installations de production de gaz renouvelables et bas carbone. Plus d'un tiers d'entre elles (38 %) ont désormais fait le choix de l'injection, valorisant leur production sous forme de gaz renouvelable, quasi exclusivement du biométhane (99,9 %), directement injecté dans les réseaux. Cette évolution s'inscrit dans un contexte réglementaire renouvelé : le dispositif de soutien public à la cogénération biogaz issu de l'arrêté tarifaire de 2016[17] a été abrogé fin 2025, dans une logique de bascule progressive du parc existant vers l'injection de biométhane.

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

Site de méthanisation BIOMATH. Vallon-en-Sully (03)

17. Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal le biogaz produit par méthanisation de déchets non dangereux et de matière végétale brute implantées sur le territoire métropolitain continental d'une puissance installée strictement inférieure à 500 kW telles que visés au 4° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie.

Portrait d'agriculteurs à Saint-Priest-Taurion. Crédit photo : GRDF

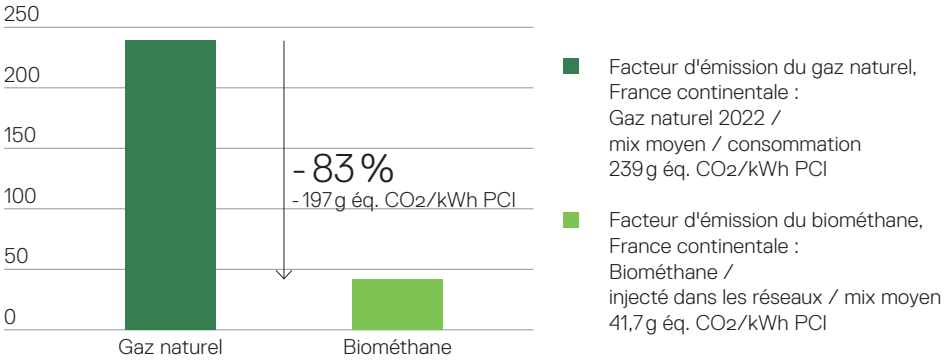
BASE Empreinte®

La base Empreinte® de l'ADEME met à disposition en open data **les facteurs d'émission de gaz à effet de serre des principaux vecteurs énergétiques**, calculés selon une approche en analyse de cycle de vie (ACV), intégrant l'ensemble des émissions de la production à l'usage.

S'agissant du **biométhane, aujourd'hui quasi exclusivement issu de la méthanisation de biomasse et donc d'origine renouvelable**, son facteur d'émission ACV est significativement inférieur à celui du gaz naturel fossile.

POUVOIR DE DÉCARBONATION DU BIOMÉTHANE EN SUBSTITUTION AU GAZ NATUREL

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



En substituant 100 % de biométhane au gaz naturel, l'empreinte carbone est réduite d'environ 83 %, sans modification des installations 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 tout en soutenant l'activité économique locale.

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

3.2. TYPOLOGIE DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE PRODUIT PAR MÉTHANISATION ET DES CLASSES D'INTRANTS UTILISÉS POUR LEUR APPROVISIONNEMENT

La production de gaz renouvelables (biogaz, biométhane) par méthanisation est une filière mature en fort développement. La méthanisation est un processus biologique de dégradation de la matière organique par des micro-organismes, en conditions contrôlées et en l'absence d'oxygène.

TYPOLOGIES DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE BIOGAZ / BIOMÉTHANE[18]

Il existe trois catégories d'installations : **(A) la méthanisation hors STEP**[19], **(B) la méthanisation STEP**, et **(C) les ISDND**.

Site de méthanisation à Puisieulx (51)
Crédit photo : Victorine Alisse / GRDF

Site de Bioénergie de la Brie à Chaumes-en-Brie (77)
Crédit photo : Stopandgo / GRDF

Site de méthanisation à Château-Gontier (53)
Crédit photo : Franck Dunouau / GRDF

Site SEMAVERT à Vert-Le-Grand (91)
Crédit photo : Daniel Lheritier / GRDF

Station d'épuration de Bourge Plus (18)
Crédit photo : Yannick Pirot / GRDF

Centre d'enfouissement de Saint-Palais (18)
Crédit photo : Yannick Pirot / GRDF

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.

18. MéthaFrance Portail National de la Méthanisation « Les typologies des installations » : https://www.methafrance.fr/la-methanisation-en-france/les-installations-de-methanisation
19. STEP = Stations d'épuration des eaux usées.

PRÉSENTATION DES DIFFÉRENTES CLASSES DE MATIÈRES ORGANIQUES UTILISÉES POUR LA PRODUCTION DE BIOGAZ / BIOMÉTHANE[20]

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

Crédits photos : GRDF - AdobeStock

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 déclassées, 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 PRINCIPALES[21]

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

20. MéthaFrance Portail National de la Méthanisation « Les matières organiques utilisées » : https://www.methafrance.fr/la-methanisation-en-france/les-matieres-organiques
21. 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) définit dans l'arrêté du 1er 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.

Crédits photos : AdobeStock

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.

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

3.3. 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**[22], 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 2023[23], 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 méthanisation[24].

- 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.

22. ARIA est la seule base d'information officielle en matière d'accidentologie des ICPE.
23. Guide réalisé avec l'appui du Club Biogaz de l'ATEE, du CTBM, de l'AAMF, de Biogaz Vallée®, de CH_4 Process et de GRDF.
24. Source : https://projet-methanisation.grdf.fr/sinformer-et-se-former/la-securite-des-unites-de-methanisation-normes-prevention-et-formation

3.4. 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.

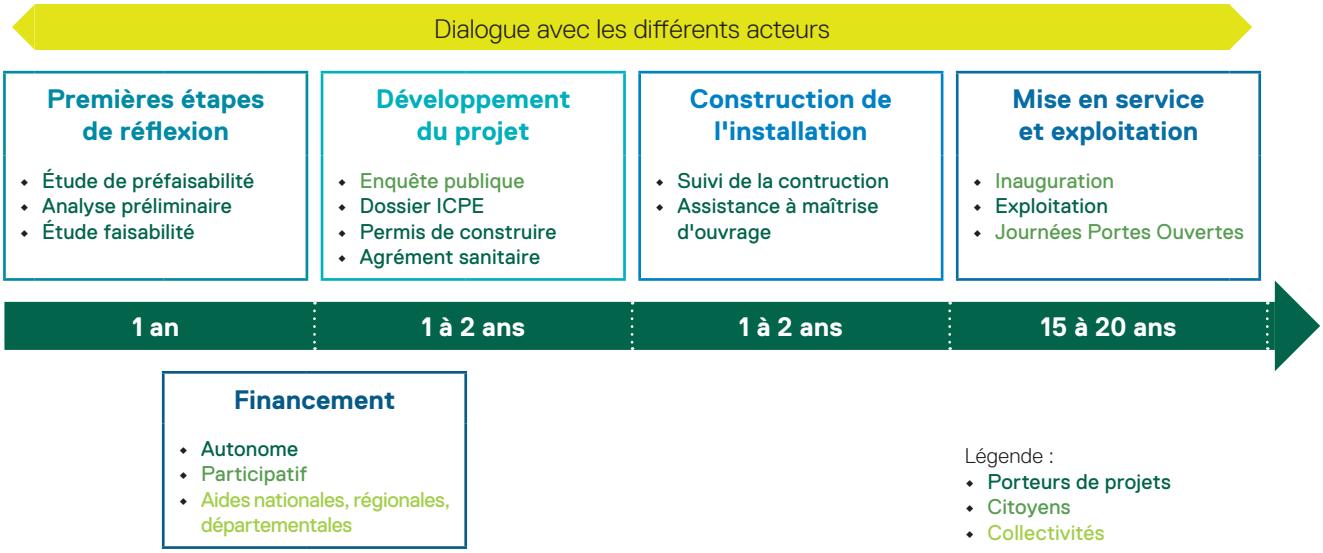
▶ **Les entreprises spécialisées** qui peuvent développer des projets en rassemblant les matières organiques d'un territoire.

▶ **Les industriels**, notamment dans les secteurs agroalimentaires, 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



Crédit photo : Grégory Brandel / GRDF

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 de type BPA par exemple, 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 civil, 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 exécutante).

MISE EN SERVICE ET EXPLOITATION DE L'UNITÉ DE MÉTHANISATION

Lorsque tous les bâtiments et équipements sont installés, l'installation doit faire l'objet **d'essais et de contrôles** afin de vérifier que tout est en ordre. **La mise en service débute** lorsque le digesteur est progressivement alimenté et que le biogaz commence à être valorisé. Lors de son **exploitation**, l'installation 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 **associe les riverains dès les premières phases de développement**, notamment au travers de **réunions de concertation**. Il dialogue avec **l'ensemble des parties prenantes** (citoyens, collectivités, associations, etc.) **aux différentes étapes du projet afin de partager les enjeux, les impacts paysagers et les mesures de prévention des risques**. Pour les installations soumises à autorisation au titre des ICPE, **une enquête publique est obligatoirement organisée** afin de recueillir l'avis de l'ensemble des parties prenantes, et en particulier des riverains.

FOCUS SUR LA MOBILITÉ

LE BIOGNV/GNV, UNE SOLUTION CONCRÈTE POUR DÉCARBONER LES TRANSPORTS

Le transport est indispensable à notre économie et à notre vie quotidienne. Mais il doit relever un double défi : répondre à des besoins de mobilité toujours plus importants tout en réduisant fortement ses émissions de gaz à effet de serre. Parmi les solutions disponibles, le BioGNV (gaz naturel pour véhicules d'origine renouvelable) occupe une place importante.

BIOGNV ET GNV : DE QUOI PARLE-T-ON ?

Le BioGNV existe sous deux formes :

- BioGNC (Biogaz Naturel Comprimé) : du gaz comprimé entre 200 et 250 bars, stocké dans des réservoirs. C'est la forme la plus utilisée, adaptée aux voitures particulières et aux poids lourds.
- BioGNL (Biogaz Naturel Liquéfié) : une version liquide du gaz, aujourd'hui principalement utilisée pour les poids lourds.

Ce focus concerne uniquement le BioGNC/GNC.

UNE FILIÈRE DÉJÀ BIEN INSTALLÉE

En France, le GNV a d'abord été utilisé pour les bus, dès la fin des années 1990, notamment à Poitiers. Depuis, le biométhane utilisé comme carburant (BioGNV) s'est développé dans une logique d'économie circulaire et de souveraineté énergétique.

Aujourd'hui :

- Toutes les villes de plus de 200 000 habitants exploitent des bus, cars ou bennes à ordures au BioGNV/GNV.
- Près de 50 % des bus vendus en France ces trois dernières années roulent au BioGNV/GNV.
- Une benne à ordures sur quatre fonctionne également avec ce carburant.
- Avec plus de 12 000 poids lourds en circulation, la France dispose de la plus grande flotte de poids lourds au BioGNV/GNV d'Europe.

Si la grande distribution reste le principal utilisateur, le BioGNV se développe aussi dans la livraison urbaine, la messagerie, le BTP et d'autres secteurs professionnels.

UNE PÉRIODE CHARNIÈRE MAIS DES SIGNAUX POSITIFS

La filière traverse une période d'incertitude, mais plusieurs évolutions réglementaires renforcent sa crédibilité.

• L'INTÉGRATION DANS LE DISPOSITIF IRICC

L'une d'elles concerne le futur dispositif d'**Incitation à la Réduction de l'Intensité Carbone des Carburants (IRICC)**[25]. Ce mécanisme vise à encourager les carburants les moins émetteurs. Le BioGNV, dont l'intensité carbone est très faible, pourra générer des certificats valorisables par les acteurs soumis à obligation. Cela crée un avantage économique et donne de la visibilité aux investisseurs, en particulier dans le transport lourd.

• UN AVANTAGE COMPÉTITIF DANS LA PERSPECTIVE DE L'ETS2

Un autre élément structurant tient à l'évolution du **système européen d'échange de quotas d'émission, dit ETS (Emission Trading System)**. Ce mécanisme fixe un plafond d'émissions de CO_2 pour certains secteurs et impose aux acteurs assujettis d'acquérir des quotas à hauteur de leurs émissions. En pratique, plus les émissions sont élevées, plus le coût supporté augmente, ce qui renchérit mécaniquement l'usage des énergies fossiles.

Ce cadre va être étendu avec la mise en place de l'ETS2, qui couvrira notamment les carburants utilisés dans le bâtiment et le transport routier. Cette évolution conduira à appliquer un coût carbone additionnel aux carburants fossiles, tels que le diesel, l'essence ou le gaz fossile.

Dans ce contexte, le biométhane dûment certifié est traité, dans la comptabilité européenne, comme une énergie à émissions nulles, dès lors que le CO_2 émis lors de sa combustion est considéré comme issu de la biomasse récente et non d'un carbone fossile extrait du sous-sol. En conséquence, le BioGNV devrait être nettement moins exposé au surcoût induit par l'ETS2 que les carburants fossiles.

25. Voir page 59.

Pour les transporteurs, cet écart de traitement pourrait devenir un facteur de compétitivité déterminant dans les arbitrages énergétiques à venir.

• DES ÉVOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES EUROPÉENNES FAVORABLES

Au niveau européen, un signal va dans le même sens : en décembre dernier, l'Union européenne a enclenché la clause de revoyure prévue dans le **règlement sur les émissions de CO_2 des voitures neuves** permettant une révision des dispositions de ce texte. L'objectif initial était d'atteindre une réduction de 100 % des émissions à l'horizon 2035, ce qui revenait à n'autoriser que des véhicules « zéro émission » à l'échappement. Le fait d'envisager désormais un objectif de 90 % laisse entrevoir davantage de flexibilité et la possibilité de mieux prendre en compte des solutions très bas carbone, y compris des carburants renouvelables. Cette évolution pourrait, à terme, influencer aussi les règles applicables aux véhicules lourds. Par ailleurs, dans le cadre de la **directive européenne RED III**, le biométhane est reconnu comme neutre en carbone lorsqu'il respecte les critères de durabilité.

• UN RÉSEAU D'AVITAILLEMENT EN DÉVELOPPEMENT

Sur le terrain, le réseau de stations continue de se développer. De nouvelles stations BioGNV, raccordées au réseau de distribution de GRDF, ouvrent régulièrement. Le maillage territorial atteint un niveau compatible avec les besoins des flottes professionnelles. Les véhicules BioGNV bénéficient en outre de la **vignette Crit'Air 1**, ce qui leur permet d'accéder durablement aux zones à faibles émissions.

• UN ACCOMPAGNEMENT POUR LES ACTEURS

Enfin, selon les analyses de cycle de vie, le BioGNV peut réduire jusqu'à 80 % les émissions de CO_2 par rapport au diesel d'origine fossile. Il s'agit donc d'une solution immédiatement opérationnelle pour décarboner les transports, en particulier le transport lourd, et appelée à jouer un rôle structurant dans le mix énergétique de la mobilité.

Pour accompagner les transporteurs et les collectivités, GRDF met à disposition des outils d'aide à la décision : analyse du coût total de possession (multicarburants)[26], calcul des émissions évitées et identification des flux compatibles avec le BioGNV.

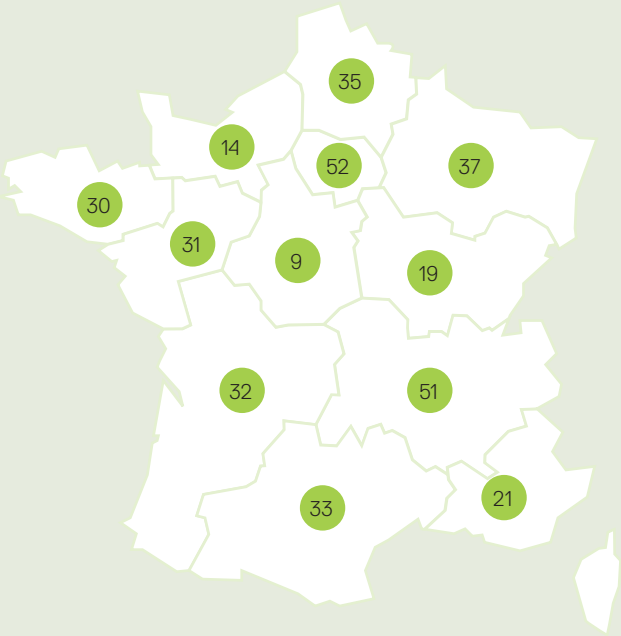
QUELQUES CHIFFRES CLÉS DU BIOGNV/GNV[27]

Source : Open Data Réseaux Énergies (ODRe), FMB, données à fin 2025

- **Près de 4 000 véhicules légers**
- **13 000 véhicules utilitaires**
- **Plus de 12 000 poids lourds**, ce qui fait de la France le pays disposant de la plus grande flotte de poids lourds au BioGNV/GNV d'Europe
- **Près de 10 500 bus et cars**
- **Plus de 3 500 bennes à ordures ménagères (BOM) et balayeuses**, les BOM au BioGNV/GNV représentant près de 30 % du parc total
- **+ 38 stations raccordées au réseau de GRDF en 2025**, pour un total de plus de 750 stations en service, dont plus de 360 en accès public
- **67,4 % du GNC consommé en France en 2025 était d'origine renouvelable**

RÉPARTITION RÉGIONALE DU NOMBRE DE STATIONS SERVICES EN ACCÈS PUBLIC EN BIOGNV/GNV EN FRANCE MÉTROPOLITAINE À FIN 2025

Source : Observatoire du GNV - Open Data Réseaux Énergies (ODRe) (opendatasoft.com)



https://odre.opendatasoft.com/pages/observatoire-gnv/#points-davitaillement

26. Source : https://www.grdf.fr/acteurs-gnv/vehicules-roulant-gnv/realisation-projet/tco-vehicule-diesel-gnv
27. Ce focus concerne uniquement le BioGNC/GNC.

4. LES TECHNOLOGIES COMPLÉMENTAIRES DE PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE : UN POTENTIEL À DÉPLOYER POUR LA NEUTRALITÉ CARBONE

Si la méthanisation constitue aujourd'hui la principale technologie mature de production de gaz renouvelables (biogaz/biométhane), d'autres procédés, renouvelables ou bas carbone, émergent et se développent en parallèle.

LA PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES ET 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 de conversion 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 CO_2 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 :

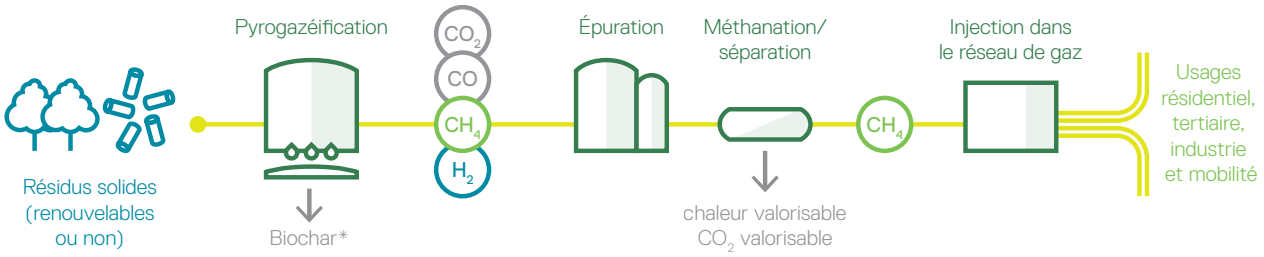
- **La production d'hydrogène renouvelable** dont la principale voie est l'électrolyse de l'eau, procédé qui permet de valoriser l'énergie électrique excédentaire en gaz.

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.

4.1. 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 thermochimique 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, à l'incinération ou à l'exportation. Cette filière contribue ainsi à la fois aux objectifs des lois sur l'économie circulaire[28] (AGEC) et sur la réduction des déchets enfouis[29].

Complémentaire de la méthanisation, la pyrogazéification contribue à la décarbonation de l'ensemble des usages du gaz (chauffage, industrie, mobilité, etc.). Elle permet une production continue, tout au long de l'année, de gaz renouvelable et bas carbone directement injecté dans les réseaux, assurant un fonctionnement stable, une rentabilité optimisée et une solution pérenne de traitement des déchets, indépendante des saisons. Son principal atout réside dans la valorisation des déchets sans rejet atmosphérique, ni polluant, ni odeur. La possibilité de ne pas recourir à une cheminée réduit les contraintes d'implantation et facilite l'acceptation locale (absence d'émission atmosphérique).

UNE FILIÈRE PERTINENTE POUR LES TERRITOIRES

L'année 2024 a vu le lancement de plusieurs collectifs territoriaux associant acteurs économiques et responsables publics locaux (Régions, ADEME, etc.). En 2025, les premiers résultats des études menées dans ce cadre, ainsi que celles conduites au titre des démarches ZIBaC pilotées par l'ADEME, ont été présentés.

Ces travaux ont permis d'identifier concrètement les gisements et les potentiels de production de biométhane et de gaz bas carbone dans les écosystèmes étudiés. Ils ont confirmé la pertinence des filières innovantes pour décarboner le mix énergétique territorial, notamment la mobilité et l'industrie, tout en assurant une gestion des déchets compatible avec les exigences environnementales et le maintien d'une activité économique locale. Les typologies de gisements et les tailles de projets identifiées lors de l'Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) pyrogazéification pour injection piloté par NaTran en 2022 confortent ainsi les besoins complémentaires de consommation en biométhane et gaz bas carbone mis en évidence dans ces études.

28. 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.
29. 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.

UNE FILIÈRE EN VOIE D'INDUSTRIALISATION

Alors que plus de 1700 projets de pyrogazéification en cogénération existent déjà dans le monde[30], la France est toujours en attente d'un mécanisme de soutien permettant le lancement des premiers projets commerciaux. La filière demeure active et les porteurs de projets poursuivent la consolidation de leurs modèles économiques.

En 2024 et 2025, de nouveaux démonstrateurs semi-industriels de pyrogazéification ont été mis en service, notamment NOVEA en Nouvelle-Aquitaine et Charwood Innovation en Bretagne, venant compléter les capacités de tests existantes.

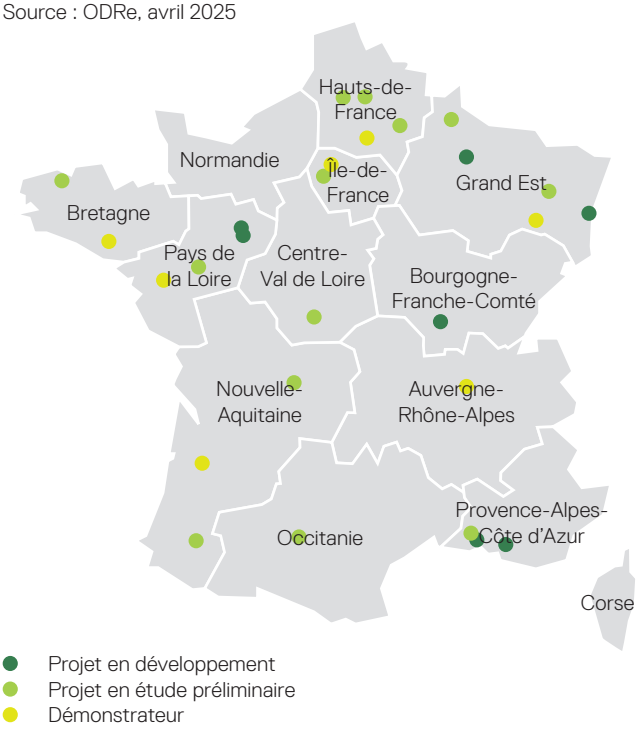
Dans le cadre d'un Appel à Projets (AAP) lancé en 2025, GRDF a retenu trois lauréats (NOVEA, Charwood Innovation et ELEVA) afin d'intégrer à leurs démonstrateurs une brique de mise aux spécifications pour injection. Cette étape permettra de sécuriser les projets commerciaux portés par ces acteurs sur l'ensemble de la chaîne de production jusqu'à l'injection et d'engager, avec les opérateurs de réseau, les premiers tests d'injection de biométhane et de gaz bas carbone issus de ces installations d'ici fin 2026/début 2027.

Par ailleurs, la filière, *via* le Club Pyrogazéification de l'ATEE, a confirmé la compatibilité des installations d'injection avec la réglementation RED III : les schémas de certification reconnaissent ces installations et les exigences sont atteignables, tant pour la production de biométhane que pour des combustibles ou carburants à base de carbone recyclé.

À l'échelle européenne, des signaux forts émergent déjà. Le projet EemsGas, porté par Perpetual Next et TNO, figure parmi les premiers à bénéficier du dispositif DEI+ de soutien au CAPEX mis en place par les Pays-Bas pour les projets FOAK (First Of A Kind) de gazéification, afin de faciliter l'émergence de la filière : 30 M€ de subvention CAPEX pour un projet de 100 M€ de pyrogazéification de bois B, visant une production estimée à 2 400 Nm³/h de biométhane injecté. Ce dispositif de soutien au CAPEX, dédié aux premières unités commerciales de gazéification, couplé au mécanisme de soutien à la production SDE++ (Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition), mis en place aux Pays-Bas, est particulièrement suivi par la filière de la pyrogazéification en France.

PROJETS DE PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLE ET BAS CARBONE PAR PYROGAZÉIFICATION POUR INJECTION DANS LES RÉSEAUX DE GAZ EN FRANCE MÉTROPOLITAINE

Source : ODRe, avril 2025



https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/projet-commerciaux-et-demonstrateurs-en-france-de-pyrogazeification/custom/

Le caractère industriel de la filière renforce son potentiel d'efficience, 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.

30. Source : https://task33.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/33/2025/09/Status_Report_final2.pdf

DE NOUVEAUX DÉMONSTRATEURS RENFORCENT L'OFFRE SEMI-INDUSTRIELLE EN FRANCE

CHARWOOD ENERGY : DE FUTURES INSTALLATIONS DE BIOMÉTHANE INJECTÉ, LEVIER STRUCTURANT DE CROISSANCE

Le groupe Charwood Energy est un acteur intégré et indépendant développant des solutions énergétiques clés en main de valorisation de la biomasse pour la décarbonation. Il s'appuie sur trois filiales : Charwood Innovation (R&D en pyrogazéification), Energy&+ (construction de centrales et solutions clés en main) et W&nergy (financement de projets pour compte propre).

Fort de plusieurs réalisations industrielles, dont un contrat long terme de fourniture de syngaz signé en 2025 avec le verrier Verallia pour décarboner sa consommation d'énergie, le groupe mobilise son expertise en pyrogazéification pour de futurs projets d'injection. Il s'appuie notamment sur son démonstrateur industriel de Colpo, au sein du site de Charwood Innovation, inauguré en 2024 et lauréat de l'AAP GRDF 2025, contribuant à dé-risquer les premiers projets de production de biométhane actuellement en discussion en France.

Crédit photo : Charwood Energy

NOVÉA : DU SITE PILOTE À LA PREMIÈRE UNITÉ INDUSTRIELLE COMMERCIALE

NOVÉA, société d'ingénierie girondine, produit des gaz durables à partir de sous-produits agricoles et forestiers et de déchets grâce à sa technologie de pyrogazéification étagée. Labellisée par l'ADEME dans le cadre de France 2030 et soutenue par la Région Nouvelle-Aquitaine, elle a mis en service début 2025 un site pilote industriel validant en conditions réelles la fiabilité et la maturité de son procédé.

Lauréate de l'AAP GRDF 2025, NOVÉA vise une première unité commerciale de biométhane injecté à horizon 2030. Société à mission, elle inscrit son modèle dans les territoires et répond à trois enjeux structurants : souveraineté énergétique, *via* une production locale et continue réduisant la dépendance aux importations ; économie circulaire, par la valorisation des ressources locales et la limitation des émissions logistiques ; stabilité tarifaire, en proposant aux industriels et collectivités une alternative prévisible, moins exposée aux tensions géopolitiques.

Crédit photo : Novéa

ELVEA ENERGY VEUT COUPLER PYROGAZÉIFICATION ET MÉTHANATION POUR L'INJECTION DE BIOMÉTHANE

ELVEA Energy, spin-off de l'Université de Lorraine, développe des projets de pyrogazéification en vue de l'injection dans les réseaux de gaz à partir de la technologie EQTEC. L'entreprise s'appuie sur de solides compétences et sur une expertise reconnue, notamment grâce à un démonstrateur de cette technologie, à l'échelle préindustrielle, exploité au laboratoire ERBE-LERMAB de l'Université de Lorraine à Épinal.

Lauréate de l'AAP GRDF 2025, ELVEA Energy souhaite tester le couplage de la technologie EQTEC avec une solution de traitement du gaz par méthanation catalytique, afin de dérisquer ses futurs projets de production de biométhane destiné à l'injection. La technologie de méthanation retenue est celle développée par le Paul Scherrer Institute (PSI), aujourd'hui commercialisée par la société suisse AlphaSYNT GmbH.

L'objectif est de produire du biométhane à partir d'intrants simples, tels que la biomasse, et d'aller jusqu'à l'étape d'injection dans les réseaux de gaz.

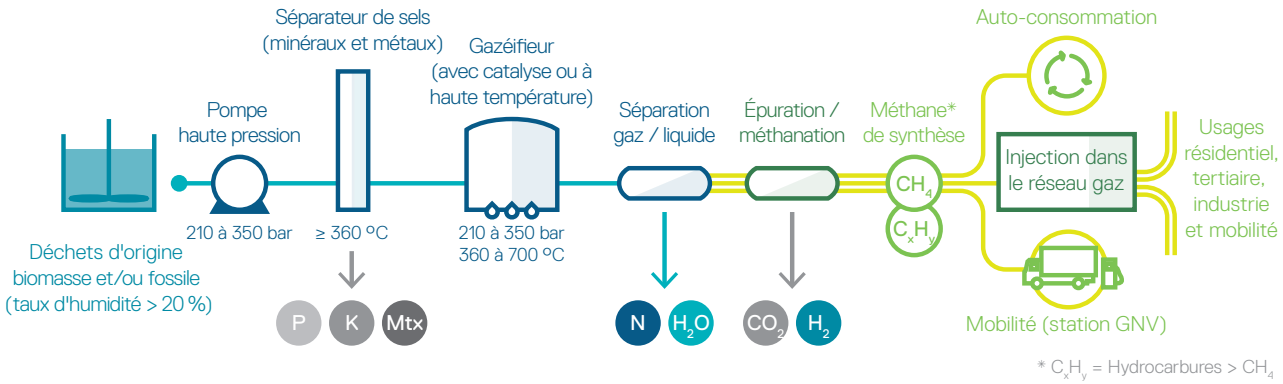
Réacteur de la technologie EQTEC au Lermab
Crédit photo : ELVEA Energy

Station NaTran de Saint-Illiers-la-Ville (Yvelines)
Crédit photo : NaTran / Thiphaine Caro

4.2. LA GAZÉIFICATION HYDROTHERMALE

LE PROCÉDÉ DE GAZÉIFICATION HYDROTHERMALE

Source : NaTran/Cerema



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

La **gazéification hydrothermale** est un procédé thermochimique convertissant et valorisant tout type de déchets, organiques ou fossiles, seuls ou en mélange, dès lors qu'ils contiennent ou peuvent être mélangés à de l'eau. Elle produit un gaz renouvelable ou bas carbone tout en optimisant la valorisation des co-résidus solides (minéraux, métaux, azote) et liquides (eau excédentaire, au-delà de celle recyclée en continu pour le procédé). Fonctionnant en conditions supercritiques, à haute pression (210 à 350 bar) et haute température (360 à 700 °C), elle génère un gaz de synthèse riche en méthane et en hydrogène. Le procédé élimine les polluants organiques et pathogènes en les transformant en gaz et réduit fortement les déchets ultimes, notamment les métaux lourds.

La gazéification hydrothermale peut valoriser une grande variété de déchets :

▶ Principalement des déchets d'origine organique : effluents et déchets industriels (agroalimentaire, chimie, pharmacie, papier, etc.), biodéchets, fraction organique des déchets urbains, boues de stations d'épuration municipales ou industrielles, déchets et effluents agricoles, y compris d'élevage, ainsi que digestats de méthanisation non épandables localement.

▶ Mais aussi des déchets d'origine potentiellement fossile issus d'activités industrielles et urbaines : plastiques souillés ou en mélange, déchets de solvants ou de peinture, difficilement ou non recyclables en l'état, évitant ainsi leur incinération ou leur enfouissement.

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

La production de gaz est optimisée par un taux de conversion du carbone très élevé (85 à 99 % selon l'intrant). Grâce à une gestion efficace de la chaleur du procédé, le rendement énergétique global atteint 75 à 85 %.

Fonctionnant en continu au sein d'installations modulaires et compactes, la gazéification hydrothermale permet de transformer et valoriser quasi instantanément tout intrant admissible.

Elle s'inscrit dans une logique d'économie circulaire en recyclant les fractions liquides et solides des déchets en coproduits : récupération de métaux, d'azote, de sels minéraux (phosphore, potassium) valorisables comme fertilisants, ainsi que d'eau. Le procédé réduit fortement, voire élimine, les déchets ultimes et constitue ainsi une solution complète de valorisation, pouvant se substituer à l'incinération, à l'enfouissement ou à d'autres traitements à moindre intérêt énergétique et/ou économique.

LA FILIÈRE GAZEIFICATION HYDROTHERMALE FRANÇAISE CONTINUE DE SE STRUCTURER

Après l'AMI Gazéification Hydrothermale piloté par NaTran en 2024 sous l'égide du Comité Stratégique de Filière Nouveaux Systèmes Énergétiques, l'année 2025 a consisté en une large communication de ses résultats pour en faire valoir tous ses atouts : 24 projets identifiés, dont 12 projets déposés par des entreprises issues du secteur industriel (principalement chimie et IAA), huit projets issus du secteur urbain et quatre projets issus du secteur agricole.

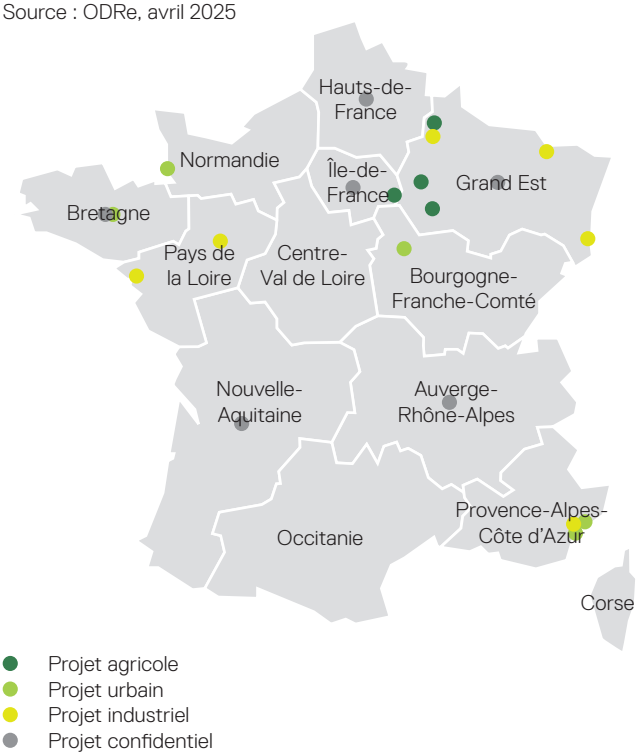
Les constructeurs de la technologie, présents notamment dans le Groupe de Travail national Gazéification Hydrothermale piloté par NaTran, proposent maintenant des pilotes qui permettent de tester différents intrants, et de mettre en évidence leur potentiel de performances énergétiques et environnementales. À ce titre, la technologie a pu se révéler non seulement pertinente pour une production de méthane injecté mais aussi comme une solution prometteuse pour l'élimination des PFAS : les premiers résultats communiqués cette année amènent à considérer cette technologie comme clé pour la gestion des déchets.

L'année 2025 marque d'ailleurs une évolution majeure du Groupe de Travail Gazéification Hydrothermale avec la création de 2 nouvelles structures complémentaires : un Pôle Gazéification Hydrothermale, nouvellement créé au sein de Biogaz Vallée, qui pilotera notamment les aspects économiques de la filière ; ainsi qu'un Club Gazéification Hydrothermale nouvellement créé au sein de l'ATEE qui aura notamment en charge l'instruction des sujets techniques et réglementaires. Cette nouvelle organisation permettra ainsi l'accélération du développement de la filière avec l'ensemble des acteurs identifiés sur le territoire. L'objectif est en premier lieu de permettre le déploiement de démonstrateurs industriels en France pour préparer le passage à l'échelle commerciale et plus largement de fédérer les acteurs de la gazéification hydrothermale pour transformer l'innovation en modèles économiques durables.

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

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

Source : ODRe, avril 2025



https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/projets-ami-gh-2024/custom/

SUEZ, DÉJÀ UN PREMIER PILOTE OPÉRATIONNEL, ET DEMAIN, UN PREMIER PROTOTYPE INDUSTRIEL EN FRANCE

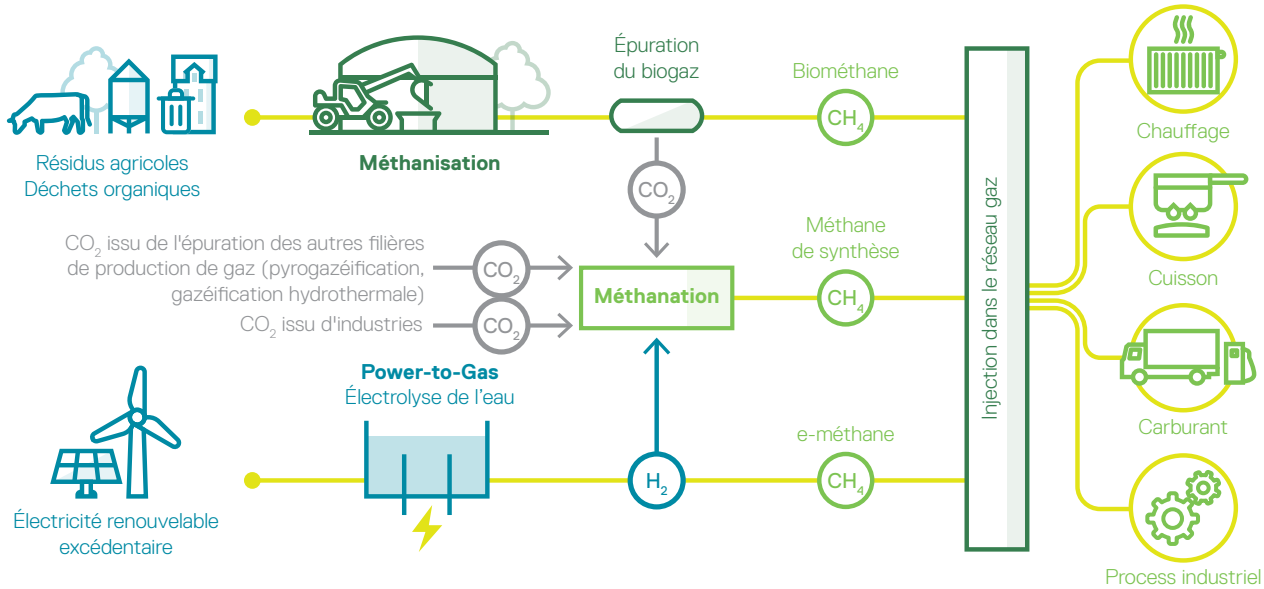
Pour SUEZ, la gazéification hydrothermale permet de produire une énergie renouvelable, d'alimenter le secteur agricole en fertilisants essentiels tels que l'azote et le phosphore, et de détruire les micropolluants, y compris les plus persistants comme les PFAS. C'est cette perspective qui a conduit SUEZ à investir dans le développement de cette technologie.

En janvier 2023, un premier pilote, capable de traiter en continu 5 litres d'effluents par heure, a vu le jour. Il est aujourd'hui exploité au Centre de recherche de SUEZ (CIRSEE). Fort du succès de ces essais, SUEZ a décidé de construire un véritable prototype industriel, une étape majeure pour le secteur. Celui-ci sera capable de valoriser jusqu'à 150 litres par heure de boues et d'autres déchets, et de valider l'exploitabilité de cette technologie au service des territoires. Une première en France.

4.3. LE POWER TO MÉTHANE

LE PROCÉDÉ DE POWER TO MÉTHANE

Source : GRDF



Le **power to méthane** consiste à produire du méthane de synthèse (« e-méthane ») en deux étapes : l'électrolyse de l'eau (« power-to-gas ») pour produire de l'hydrogène, puis la méthanation, combinant cet hydrogène avec du CO2 issu soit de l'épuration du biogaz (BioCO2), soit de fumées industrielles (CO2 fatal issu de processus industriels ou de combustion).

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

Fort de la capacité de stockage et de la flexibilité des réseaux gaziers, le power to méthane fait l'objet de déploiements en Europe avec plus d'une dizaine de démonstrateurs, dont Store&Go (Allemagne, Suisse, Italie), ainsi que des unités commerciales telles que Limeco (Hitachi Zosen INOVA, Suisse, 2022) et Power-to-X de Nature Energy (Danemark, 2023), aujourd'hui plus grand site mondial, produisant 12 000 m³/jour d'e-méthane (450 Nm³/h) en complément d'une unité de méthanisation.

À l'international, le Japon vise l'intégration de 1 % d'e-méthane dans ses réseaux d'ici 2030, puis 50 à 90 % de biométhane et d'e-méthane d'ici 2050. Le e-méthane est également promu par la coalition mondiale e-NG, regroupant plus d'une vingtaine d'acteurs majeurs (Engie, Osaka Gas, Shell, Toho Gas, Tokyo Gas, TotalEnergies, etc.), qui recense des projets totalisant 1,2 Mt/an d'ici 2031, soit environ 1,5 milliard de m³ par an[31].

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

DENOBIO : MÉTHANATION BIOLOGIQUE SUR LE SITE DE MÉTHANISATION ÉNERGIA THIÉRACHE, À LESQUIELLES-SAINT-GERMAIN (AISNE, HAUTS-DE-FRANCE)

Première installation française du genre, intégrée au site de méthanisation agricole Énergia Thiérache, DENOBIO est un démonstrateur de méthanation biologique à taille industrielle. Sa production d'e-méthane est injectée dans le réseau GRDF. Capable de traiter 10 % des flux du site, l'unité produit de l'e-méthane soit à partir du CO_2 issu de l'épuration, soit par traitement direct du biogaz brut (mélange e-méthane/biométhane). Au 26 février 2026, l'installation, mise en service en juin 2025, avait injecté 250 MWh d'e-méthane. Alimentée en hydrogène renouvelable, l'installation est engagée dans une certification environnementale de type « RFNBO », préalable à l'émission de certificats de durabilité (PoS). DENOBIO préfigure une gamme d'unités commerciales de différentes tailles, répliquables pour diverses applications (méthanisation territoriale, boues de stations d'épuration, etc.).

CHIFFRES CLÉS

- La valorisation du CO_2 biogénique (20 Nm^3/h)
- Le traitement du biogaz brut (50 Nm^3/h)
- Une capacité de production de e-méthane de 1,6 GWh par an

Crédit photo : ENOSIS

« À Énergia Thiérache, nous avons à cœur de conjuguer l'expertise agricole locale avec l'innovation industrielle. C'est pourquoi nous avons choisi d'accueillir le démonstrateur industriel DENOBIO, nous donnant ainsi l'opportunité de valoriser le CO_2 issu de notre installation de méthanisation pour en faire un usage durable. En intégrant les énergies renouvelables et en établissant des synergies entre l'électricité et le gaz vert, nous ouvrons la voie à une agroécologie au service d'une agriculture respectueuse et tournée vers l'avenir ».

David BATTEUX,
Président d'Énergia Thiérache et
Président AAMF Hauts-de-France.
Crédit photo : Frédéric Douard, magazine Bioénergie International

FOCUS SUR L'HYDROGÈNE RENOUVELABLE

L'hydrogène renouvelable permet de valoriser pleinement l'électricité issue des énergies renouvelables variables en les transformant en une énergie stockable, apportant ainsi de la flexibilité et de la résilience aux systèmes. Il constitue un levier de décarbonation pour de nombreux usages, notamment dans l'industrie et la mobilité, en complément des autres énergies renouvelables.

UNE FORTE DYNAMIQUE EST ENGAGÉE AUX NIVEAUX FRANÇAIS ET EUROPÉEN

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

L'hydrogène renouvelable constitue un pilier du futur mix énergétique français et européen, aux côtés des autres gaz renouvelables et bas carbone. Identifié par l'Union européenne et la France comme une solution clé pour atteindre la neutralité carbone, il est particulièrement stratégique pour les usages industriels, en tant que matière première ou dans des procédés difficiles à électrifier, ainsi que pour la mobilité lourde. Il permet également de valoriser les surplus d'électricité renouvelable variable en les convertissant, *via* l'électrolyse de l'eau, en une énergie stockable.

La France s'est dotée dès 2018 d'un plan Hydrogène, complété en 2020 par la Stratégie nationale hydrogène (SNH), qui visait 6,5 GW d'électrolyse installés en 2030. La mise à jour publiée en avril 2025, tenant compte d'un déploiement plus lent qu'anticipé, ajuste l'objectif à 4,5 GW en 2030 et 8 GW en 2035. Elle identifie la mobilité lourde comme usage, en plus du raffinage, de l'industrie et des carburants de synthèse (e-fuels). Elle introduit également le développement de réseaux de transport et de capacités de stockage, essentiels pour optimiser le système énergétique, accroître sa flexibilité et renforcer la sécurité d'approvisionnement des consommateurs.

Pour traduire cette ambition en réalité concrète, la transposition de la Directive Européenne concernant les règles communes pour les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène (le paquet « décarbonation ») doit être effective d'ici l'été 2026. C'est un prérequis afin de donner à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) les compétences nécessaires en matière de régulation des infrastructures hydrogène et de bâtir un cadre adapté au développement de ce marché naissant. Cette visibilité est nécessaire au plus tôt pour favoriser les décisions d'investissements des futurs opérateurs et l'engagement des futurs utilisateurs.

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

En France, l'hydrogène renouvelable vise prioritairement à substituer l'hydrogène fossile existant (production d'engrais, raffinage) et à développer de nouveaux usages dans la sidérurgie, la chimie et la production de carburants de synthèse. La Stratégie Nationale Hydrogène prévoit ainsi un besoin de 520 000 tonnes d'hydrogène décarboné en 2030.

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

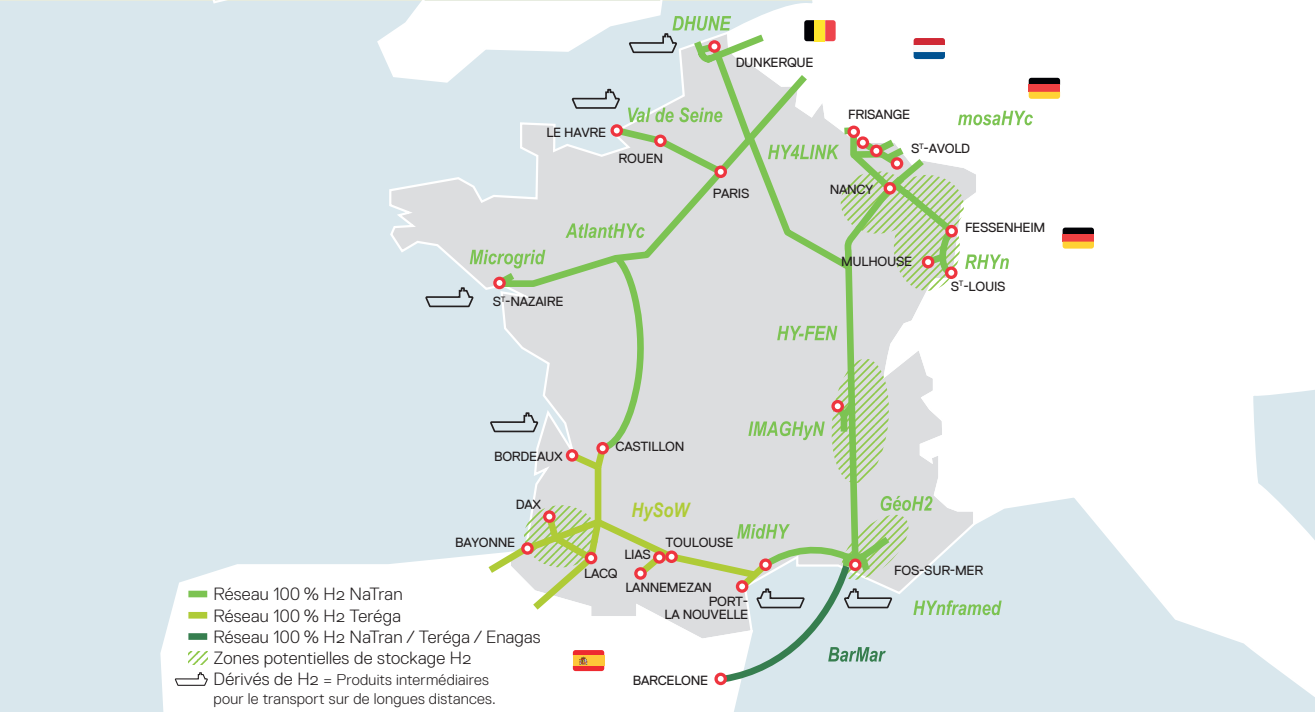
Dans ces écosystèmes concentrant des sites industriels fortement émetteurs, la mise en place d'infrastructures de transport est attendue afin de connecter les futurs sites de production et de consommation d'hydrogène renouvelable. Au-delà des réseaux locaux, des interconnexions entre bassins et avec les capacités de stockage sont nécessaires pour garantir aux industriels un accès à un mix d'hydrogène décarboné dans des conditions compétitives et sécurisées.

Teréga, acteur du Sud-Ouest, a évalué aujourd'hui une capacité de production excédentaire par rapport à la demande locale des régions Nouvelle-Aquitaine et Occitanie. Le réseau d'infrastructure de transport, en cours de développement, fera le lien entre les flux arrivant sur la façade atlantique (ports de Bordeaux et de Bayonne) et ceux de la Méditerranée (Port-la-Nouvelle), tout en disposant de capacités significatives de stockage.

NaTran et Teréga accompagnent le développement de ce marché en tant qu'experts du transport de gaz, avec pour priorité la mise en place d'un réseau de transport d'hydrogène par canalisations à grande échelle. Leur schéma directeur vise une desserte cohérente, adaptée et interconnectée des territoires pour répondre aux besoins locaux, nationaux et, par extension, européen. Pour ce faire, ils s'appuient sur des projets d'infrastructures co-construits avec le marché et en adéquation avec les besoins exprimés par les futurs utilisateurs.

RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDROGÈNE À PARTIR DE 2040

Source : SER, d'après NaTran et Teréga



LE PROJET H2MED : UNE INFRASTRUCTURE AU SERVICE DU MARCHÉ EUROPÉEN DE L'HYDROGÈNE

Le **projet H2med** vise à relier les réseaux d'hydrogène de la péninsule Ibérique au nord-ouest de l'Europe afin d'approvisionner le continent en hydrogène renouvelable compétitif d'ici à 2032. Lancé par les gouvernements de la France, de l'Espagne et du Portugal, avec le soutien de l'Allemagne, et appuyé par la Commission européenne, il est porté par leurs gestionnaires de réseau de transport : NaTran, Teréga, Enagás, REN et OGE.

Avec une capacité de 2 millions de tonnes par an à terme, soit environ 10 % de la consommation européenne estimée à l'horizon 2032, H2med constitue un projet structurant pour le marché européen de l'hydrogène et pour l'atteinte des objectifs de neutralité carbone. Reconnu projet d'intérêt commun (PIC) par l'Union européenne en 2024, il bénéficie de financements pour ses études de développement *via* le mécanisme Connecting Europe Facility (CEF).

L'appel à manifestation d'intérêt (AMI) lancé fin 2024 a confirmé un potentiel de production important dans la péninsule Ibérique, ainsi que des débouchés de consommation en France et en Allemagne. Par la production locale ou l'import *via* les ports, la France pourrait s'approvisionner à hauteur de 1,2 Mt/an tout en consommant 0,5 Mt/an à l'horizon 2040. Les réponses ont également montré un potentiel d'exportation de l'hydrogène français vers l'Allemagne.

Pour la France, le projet est stratégique : il permet de déployer une infrastructure de transport unifiée et robuste à coût maîtrisé, grâce aux effets d'échelle entre producteurs ibériques et consommateurs allemands, tout en offrant à l'industrie française un accès compétitif et sécurisé à l'hydrogène. Les infrastructures françaises connecteront les hubs industriels dans les territoires, à travers notamment les projets HY-FEN, Hynframed, HySoW (permettant l'accès à des volumes de stockage jusqu'à 500 GWh en 2030), MidHy, MosaHYc et RHYn, et d'autres au fur et à mesure du développement.

▶ Pour en savoir plus sur le projet :
https://h2medproject.com/

FOCUS SUR LE CO_2 BIOGÉNIQUE

LE CO_2 BIOGÉNIQUE, PILIER DE L'ÉCONOMIE CIRCULAIRE DU CARBONE

Qu'est-ce que le CO2 biogénique, ou BioCO2 ?

Le CO2 biogénique est émis lors de la dégradation, de la combustion ou de la transformation de matière organique d'origine biologique récente, comme les plantes, les résidus agricoles, le bois ou les déchets organiques. Il s'inscrit dans le cycle court du carbone : les plantes absorbent le CO2 de l'atmosphère par la photosynthèse, et ce même CO2 est relâché lorsqu'elles se décomposent ou sont brûlées.

Dans l'industrie, les émissions de CO2 biogénique se retrouvent notamment lors de la production d'éthanol, de la valorisation énergétique de déchets organiques, dans les unités de méthanisation, ainsi que dans les installations de production de chaleur ou d'électricité utilisant des matières organiques d'origine végétale ou animale (biomasse).

Il est considéré comme neutre pour le climat : le carbone qu'il contient a en effet été préalablement capté par les végétaux durant leur croissance. Il appartient ainsi au cycle court du carbone.

Le CO2 biogénique présente un intérêt particulier dans la chaîne de captage, de stockage et de valorisation du CO2. Lorsqu'il est capté puis stocké, il permet un retrait effectif de CO2 de l'atmosphère, générant ainsi des émissions négatives. Lorsqu'il est valorisé pour produire des carburants synthétiques ou des matériaux, il s'inscrit dans une logique de circularité.

UN COPRODUIT STRATÉGIQUE DES GAZ RENOUVELABLES AUX MULTIPLES SOURCES

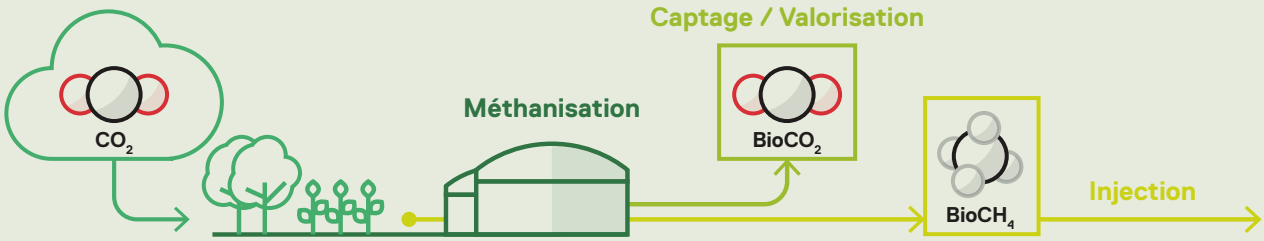
Le **BioCO2 est un coproduit naturel des gaz renouvelables et bas carbone**. Avec le développement de la méthanisation, qui atteignait 15,6 TWh/an de capacités raccordées en biométhane fin 2025, **le gisement national d'émissions de CO2 biogénique issu des 800 installations de méthanisation dépasse déjà 1,5 MtCO2/an**. Ce gisement constitue une ressource stratégique pour la décarbonation des usages actuels et futurs du CO2.

Ce potentiel est appelé à croître avec la poursuite du développement de la méthanisation, mais aussi avec l'essor d'autres filières de production de gaz renouvelables et bas carbone.

La pyrogazéification et la gazéification hydrothermale génèrent, comme la méthanisation, un flux de BioCO2 hautement concentré, ce qui facilite un captage peu onéreux.

D'autres secteurs industriels (papeterie, cimenterie, production de bioéthanol, réseaux de chaleur, incinération de déchets) émettent également du CO2 biogénique, à hauteur d'environ 20 MtBioCO2/an. Ces flux étant toutefois moins concentrés, leur captage nécessite des investissements plus importants.

CAPTAGE ET VALORISATION DU CO_2 BIOGÉNIQUE APRÈS ÉPURATION DU BIOGAZ EN BIOMÉTHANE



VALORISATION ET SÉQUESTRATION : DEUX LEVIERS COMPLÉMENTAIRES DE DÉCARBONATION

LA VALORISATION DU BIOCO_2 : VERS DES PRODUITS CIRCULAIRES

Le captage et l'utilisation du CO2 biogénique permettent de substituer le CO2 d'origine fossile dans de nombreux secteurs (agroalimentaire, serres, neige carbonique, matériaux décarbonés). Ils constituent un levier majeur de défossilisation de l'économie et d'amélioration de la performance climatique sur l'ensemble du cycle de vie, notamment pour :

▶ **Les molécules circulaires :** elles sont indispensables à la production de molécules et de carburants de synthèse (e-méthane, e-kérosène). À noter qu'à partir de 2041, l'origine biogénique du CO2 deviendra obligatoire pour l'éligibilité des carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBO).

▶ **Les matériaux :** le CO2 biogénique peut être utilisé pour la carbonatation du béton, piégeant ainsi le carbone dans le bâti.

Cette valorisation permet également d'**optimiser l'usage de la biomasse** en maximisant la valeur environnementale des coproduits issus des gaz renouvelables et bas carbone.

LA SÉQUESTRATION DU BIOCO_2 : UN LEVIER POUR ATTEINDRE LE « NET ZÉRO »

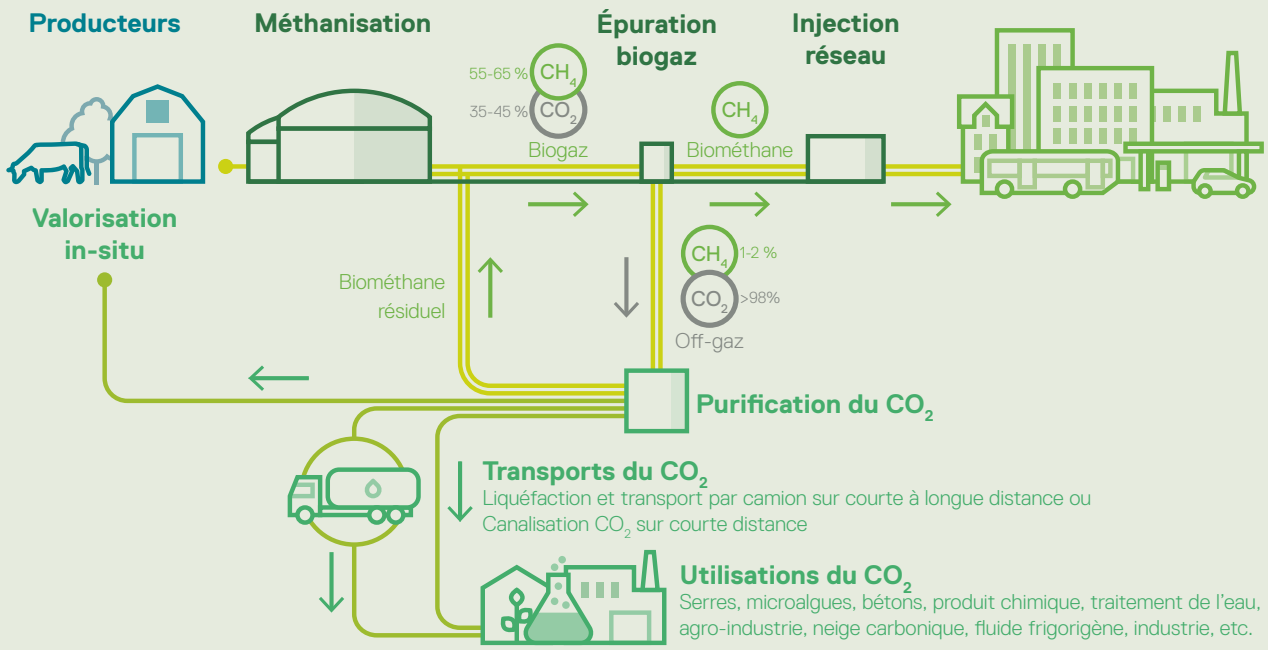
Le captage et la séquestration (ou stockage géologique définitif) du CO2 biogénique constituent l'une des rares solutions techniques permettant de retirer durablement du CO2 de l'atmosphère. Conformément aux recommandations du GIEC, cette approche contribue aux émissions négatives : le CO2, initialement présent dans le cycle court du carbone, est extrait de manière durable, réduisant ainsi la concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

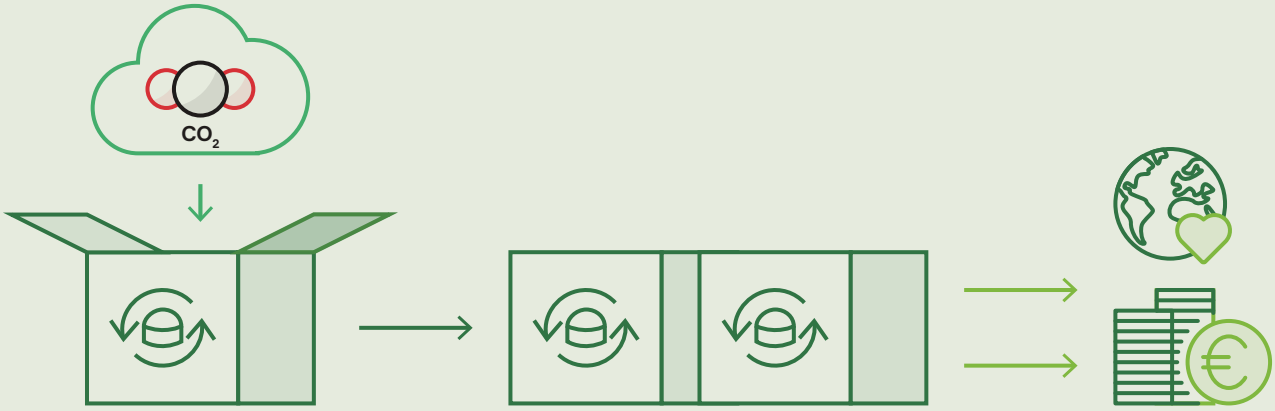
La séquestration du CO2 biogénique génère en outre des **crédits d'élimination du carbone (CDR)**, susceptibles d'apporter des revenus complémentaires aux producteurs de gaz renouvelables et de renforcer ainsi la stabilité de leur modèle économique.

Au-delà de son intérêt climatique, cette dynamique présente également un **enjeu d'acceptabilité territoriale**. En créant des filières locales de valorisation, elle transforme un coproduit en ressource à forte valeur ajoutée économique et environnementale. La valorisation du BioCO2 peut ainsi devenir un véritable relais de croissance pour les industriels, notamment *via* la production de carburants de synthèse, tout en contribuant au maintien, voire au développement, des activités dans les territoires.

VALORISATION DU CO_2

Source : GRDF





UN POTENTIEL EN FORTE CROISSANCE ET UNE NOUVELLE FILIÈRE STRATÉGIQUE AU CADRE RÉGLEMENTAIRE À DÉFINIR

Le BioCO2 constitue une nouvelle filière stratégique, en raison de son potentiel de croissance, de son coût de captage compétitif, notamment sur les installations de méthanisation, et de sa valeur environnementale. **En France, le potentiel de production de CO2 biogénique pourrait atteindre plus de 30 millions de tonnes d'ici 2050 pour l'ensemble des filières de production de gaz renouvelables et bas carbone**.

Le CO2 biogénique, coproduit des gaz renouvelables et bas carbone, devient une ressource de premier ordre pour les trajectoires de neutralité carbone et d'émissions négatives. Il existe un besoin pressant d'incitations ciblées, d'une infrastructure CO2 intégrée, de systèmes de certification et de traçabilité harmonisés, ainsi que d'un élargissement des mesures de soutien reflétant la valeur de durabilité supérieure du CO2 biogénique. La stratégie française de CCUS publiée en 2024 annonçait notamment que l'État proposerait un cadre national de certification des émissions biogéniques afin de faciliter le déploiement des projets de CCU sur le territoire.

Pour apporter des bénéfices en matière de climat, de circularité et de compétitivité, **le CO2 biogénique issu du secteur du biométhane doit constituer l'une des pierres angulaires de la transition énergétique française et européenne**.

LES VOIES DE TRANSPORT : S'ADAPTER AU MODÈLE DIFFUS

Pour être valorisé ou stocké, **le CO2 doit être transporté depuis son lieu de captage**. Contrairement aux grands sites industriels, **la production de CO2 biogénique issue des gaz renouvelables et bas carbone est souvent diffuse**, avec de petits volumes répartis sur le territoire. L'organisation du transport constitue donc un facteur clé. Plusieurs solutions existent :

- **Le transport par camion ou par train**, sous forme liquide, pour les petits volumes et les producteurs isolés. Selon l'usage final, une certification de pureté ou de qualité alimentaire peut être requise.
- **Les réseaux de canalisations**, sous forme gazeuse ou dense, qui constituent une solution optimale dans les zones denses, comme l'illustrent les projets portés par Teréga et NaTran. Ils permettent de mutualiser le transport vers des sites de stockage ou de grands hubs de valorisation, et ainsi de réduire les coûts de la chaîne de valeur.
- **La valorisation in situ**, avec une transformation directe sur le site de production, par exemple par méthanation, afin d'éviter le transport, même si le modèle économique reste encore à consolider.

DYNAMIQUE TERRITORIALE : L'EXEMPLE DU SUD-OUEST

Le Grand Sud-Ouest dispose d'un potentiel majeur de stockage géologique, concentrant environ 70 % des capacités identifiées sur le territoire national. Teréga ambitionne d'y capter et stocker les premières émissions régionales à horizon 2030.

Le potentiel de captage du CO2 à l'horizon 2035 s'élève à plus de 6 millions de tonnes par an, dont plus de la moitié est d'origine biogénique. Ce potentiel ouvre notamment la voie au développement d'une filière locale de chimie verte et d'e-carburants, constituant de nouvelles chaînes de valeur durables pour le territoire, mais aussi de crédits d'élimination du carbone (CDR) permettant de catalyser le développement de la filière méthanisation.

EXEMPLE DE PROJETS LAURÉATS DES AAP DE GRDF

Depuis 2021, GRDF a lancé plusieurs **Appels à Projets sur la valorisation du CO_2 de la méthanisation**, permettant d'identifier et de soutenir des projets pionniers portés par des développeurs, producteurs de biométhane, exploitants d'épuration, bureaux d'études, chambres d'agriculture et start-ups innovantes. Les voies de valorisation sont diverses : serres, e-molécules, neige carbonique, brasseries et industrie de la viande.

▶ 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

▶ Pour plus d'information :
Liste des projets lauréats de l'AAP « Séquestration du CO2 biogénique de méthanisation »
https://justdecarb.grdf.fr/espace-presse/grdf-presente-les-laureats-de-lappel-projets-europeen-dedie-la-sequestration-du-co2

EXEMPLE DE PROJETS DE TRANSPORT DE CO_2

NaTran développe des **projets de transport de CO2 par canalisation**, notamment le projet GO CO2 autour de Saint-Nazaire / Montoir-de-Bretagne (370 km) et le projet DKHARBO sur la zone industrialo-portuaire de Dunkerque (30 km). Le déploiement de ces réseaux de grande capacité ouvre la voie à la séquestration ou à la valorisation du CO2 biogénique en France.

Ces infrastructures visent à relier les industriels captant leur CO2 à des terminaux d'export, par bateau ou canalisation offshore, vers des sites de stockage géologique permanent ou des projets de valorisation. Elles ont vocation à transporter également le CO2 biogénique, qu'il provienne des émissions captées d'industriels ou directement d'installations de méthanisation et de nouvelles filières de production de gaz renouvelables raccordées au réseau.

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

DES PROJETS STRUCTURANTS POUR LA GESTION DU CO_2 DANS LE GRAND SUD-OUEST

Des **projets d'infrastructure territoriale de captage, de transport, de valorisation et de stockage géologique du CO2 (CCUS)**, portés par Teréga, sont en cours de développement dans le Grand Sud-Ouest.

L'objectif est de proposer **une solution logistique complète, pérenne et sûre pour la gestion du CO2 incompressible**, dont les volumes s'élèvent à **6 millions de tonnes par an**, soit près de la moitié des émissions industrielles de la Nouvelle-Aquitaine et de l'Occitanie. Le gisement de CO2 biogénique dans ces deux régions représente plus de 3 Mt/an. Avec de premières mises en service prévues à l'horizon 2030, ces projets constituent une **initiative stratégique pour la décarbonation et la compétitivité industrielle** de ces deux régions.

Dans ce cadre, Teréga accompagne également des acteurs de la filière méthanisation afin de permettre la valorisation de leurs émissions de CO2 biogénique.

5. GARANTIR LA TRAÇABILITÉ DES GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE 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.

5.1. LES GARANTIES D'ORIGINE (GO)

Le biométhane injecté se mélange au gaz circulant dans les canalisations. Toutefois, conformément au Code de l'énergie, **tout consommateur (collectivité, particulier ou industriel) peut souscrire un contrat de gaz renouvelable**, quel que soit son lieu de consommation.

Le mécanisme des **garanties d'origine (GO)** permet de décorréler la molécule physique injectée de sa vente contractuelle : la consommation est certifiée par un titre électronique.

Créé en 2012, le **registre national des GO, géré par European Energy Exchange AG (EEX)**, enregistre les volumes injectés, échangés et annulés, garantissant la traçabilité de chaque MWh produit.

Deux voies d'approvisionnement existent :

▶ **La voie « de gré à gré »** : un acquéreur (fournisseur, consommateur final ou agrégateur) achète des GO directement auprès d'un producteur ou intermédiaire, les fait transférer sur son compte dans le registre, puis les annule.

▶ **La voie des enchères organisées par l'État**, pour les GO subventionnées issues d'installations sous tarif d'achat depuis le 9 novembre 2020. Les lots sont attribués au meilleur enchérisseur selon les règles de marché.

Dans ce cadre :

- Un **droit préférentiel d'achat** permet au producteur de racheter ses propres GO (avec un surplus de 30 %) afin d'en maîtriser la valorisation ;
- Un **droit de préemption des communes** leur permet d'obtenir gratuitement des GO pour leurs besoins propres avant mise aux enchères.

Les volumes restants sont ensuite proposés au marché.

▶ 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/documents/20250408-%20liste_fournisseurs_1.pdf

CHIFFRES CLÉS DES GARANTIES D'ORIGINE EN 2025

Source : European Energy Exchange AG (EEX)

12,5 millions **de GO ont été créées en 2025**

11,2 millions **de GO ont été utilisées/détruites en 2025**[32]

- **Chaleur - Process/Industrie · 33 %**
- **Chaleur - Résidentiel/Tertiaire · 26 %**
- **Carburant - BioGNV · 27 %**
- **Réseaux de chaleur urbains · 6 %**
- **Autres usages · 8 %**

132 **fournisseurs inscrits au registre des GO à fin 2025**

702 **installations de production enregistrées au total dans le registre des GO à fin 2025**

1 GO = 1 MWh **de biométhane injecté**

5.2. LES CERTIFICATS DE PRODUCTION DE BIOGAZ (CPB)

Créés par l'article 95 de la loi « Climat et résilience » d'août 2021, les **Certificats de Production de Biogaz (CPB)** visent à soutenir la production de biométhane injecté dans les réseaux et à contribuer aux objectifs fixés par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

À partir de 2026, **les fournisseurs de gaz devront restituer un volume de CPB proportionnel à la consommation de leurs clients résidentiels et tertiaires (secteur bâtiment)**. Pour satisfaire à cette obligation, ils pourront soit produire eux-mêmes du biométhane injecté, soit acquérir des CPB auprès de producteurs.

Les CPB sont émis *via* **un registre dédié, géré par EEX**, sur un modèle proche de celui des garanties d'origine. Le producteur crée les certificats correspondant aux volumes injectés et les transfère au fournisseur. Ces certificats permettent de **prouver la consommation de gaz renouvelable certifié durable**, conformément aux critères de la directive européenne sur les énergies renouvelables, dite RED.

Un **marché secondaire des CPB** permet par ailleurs aux fournisseurs non intégrés, notamment ceux ne produisant pas de biométhane, de s'approvisionner *via* la plateforme opérée par C2E Market. Cette plateforme organise la rencontre entre l'offre et la demande, la formation d'un prix et la liquidité, tandis que **la traçabilité juridique demeure assurée par l'enregistrement des transferts et de la restitution dans le registre officiel géré par EEX**. Ce dispositif constitue ainsi un levier de conformité pour les fournisseurs obligés.

▶ Pour accéder au site des Certificats de Production de Biogaz (CPB), rendez-vous sur :
https://www.eex.com/fr/markets/certificats-denergie/registre-des-certificats-de-production-de-biogaz

32. L'écart constaté correspond à des garanties d'origine (GO) arrivées à expiration.

CHIFFRES CLÉS DES CERTIFICATS DE PRODUCTION DE BIOGAZ EN 2025

Source : European Energy Exchange AG (EEX)

200 922
CPB ont été émis en 2025, soit l'équivalent de 224 987 MWh

39
membres inscrits au registre CPB à fin 2025

5
installations de production enregistrées dans le registre des CPB à fin 2025

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

La directive RED II a instauré l'**Union Database (UDB)**, base de données européenne destinée à garantir la traçabilité des biocarburants liquides et gazeux comptabilisés dans les objectifs climatiques des États membres. Avec la révision de RED II, ce dispositif est étendu à tous les usages au-delà des transports.

L'UDB garantira que **les volumes de gaz accompagnés de certificats de durabilité entrant dans le réseau gazier interconnecté européen correspondent exactement aux volumes qui en sortent**. Seules les garanties d'origine associées à une **preuve de durabilité (Proof of Sustainability - PoS)** pourront être enregistrées. Ce système permettra notamment de valoriser ces preuves dans des dispositifs comme le marché carbone européen (ETS).

Crédit photo : GRDF

FOCUS SUR LES USAGES DES GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE

MAISONS & CITÉS, PRINCIPAL BAILLEUR SOCIAL DES HAUTS-DE-FRANCE, SE TOURNE VERS LE GAZ VERT

Pour répondre aux objectifs de neutralité carbone à 2050, Maisons & Cîtés (M&C) a décidé de se tourner vers le gaz vert. Engagé dans un programme ambitieux de rénovation, M&C souhaite compléter cette réduction des consommations par une solution de décarbonation qu'est l'emploi de gaz vert, constituant une option massive et réaliste. Cette démarche s'inscrit dans le cadre du projet « Le gaz vert, une mine de solutions », lauréat de l'AAP « logement social engagé gaz vert » lancé en novembre 2023 par GRDF en partenariat avec l'Union sociale pour l'habitat, l'ADEME, l'INEC, le réseau CLER et WWF France. Parallèlement et de manière coordonnée, l'URH Hauts-de France mène une étude sur la faisabilité pour les bailleurs d'investir dans des unités de méthanisation.

Dans l'objectif de réduction de son impact environnemental, Maisons & Cités a souhaité évaluer la possibilité d'alimenter plus de 60 000 logements en gaz vert. Le plan de rénovation énergétique engagé par Maisons & Cités va permettre de rénover près de 31 000 logements en 15 ans (passant d'une étiquette DPE E, F ou G, à l'étiquette C). Cela représente une baisse de près de 50 % du bilan carbone de M&C d'ici 2030. Se pose alors la question de la neutralité carbone à 2050. La plupart des logements de Maisons & Cités étant chauffés au gaz naturel, le passage au gaz vert permettrait de réduire significativement les émissions de CO_2 des logements.

Un état des lieux des consommations des logements a été dressé afin de connaitre avec précision les besoins en gaz. Grâce au plan de rénovation énergétique engagé par Maisons & Cités, les consommations du parc de logements devraient encore diminuer de 20 % d'ici 2035, permettant de valoriser le gaz vert dans des logements performants et de finaliser ainsi la trajectoire de décarbonation du bailleur.

Parmi les montages juridiques étudiés, l'autoconsommation collective (ACC) s'avère la solution la plus pertinente, bien que limitée par des contraintes géographiques (périmètre de 2 km en zone urbaine). Pour les logements non éligibles, les Certificats de Production de Biogaz (CPB) offrent une alternative, permettant de « verdir » la consommation de gaz naturel.

Un plan d'action a été défini, axé sur :
- Le déploiement prioritaire de l'ACC dans des zones où les méthaniseurs locaux permettent une couverture partielle des besoins ;
- L'investissement dans des unités de méthanisation, qu'il s'agisse d'une participation aux charges d'exploitation pour les unités déjà amorties, ou d'investissements pour celles encore en phase de développement.

CHIFFRES CLÉS

- Localisation : logements principalement situés dans le bassin minier du Nord-Pas-de-Calais
- Nombre de logements gérés : 65 000
- Patrimoine : 97 % constitués de logements individuels dont 99 % sont chauffés au gaz naturel et 1/3 classés au patrimoine mondial de l'Unesco.

« Ce projet s'inscrit dans une démarche progressive, combinant expérimentations locales et stratégie globale pour décarboner le parc de M&C d'ici 2050, tout en maîtrisant les coûts pour les locataires. »

Franck MAC FARLANE,
Responsable Recherche et Expertise
Crédit photo : Grégory Brandel

LA MÉTROPOLE DE CLERMONT-FERRAND RÉALISE EN 2025 SA PREMIÈRE PRÉEMPTION DE GARANTIES D'ORIGINE BIOMÉTHANE

Les garanties d'origine (GO) biométhane constituent un mécanisme de traçabilité énergétique certifiant, par MWh injecté, l'attribution d'un caractère renouvelable au gaz consommé. Depuis fin 2024, un droit de préemption permet aux collectivités de capter gratuitement une partie des GO émises par des unités de biométhanisation sous obligation d'achat, postérieures au 9 novembre 2020.

La Métropole de Clermont-Ferrand a activé ce dispositif en 2025 pour couvrir la décarbonation de son patrimoine, majoritairement tertiaire en sécurisant un volume de gaz renouvelable localement produit, notamment par l'unité du VALTOM géré par le syndicat de valorisation et de traitement des déchets ménagers et assimilés.

Grâce à ce dispositif, la Métropole de Clermont-Ferrand verdit sa consommation d'énergie et tire parti des ressources de son territoire, en ligne avec les ambitions énergétiques et environnementales fixées dans son Schéma Directeur Énergétique et Écologique.

« Cette préemption s'inscrit dans une logique d'économie circulaire… L'avantage, c'est que cela nous permet à la fois d'utiliser ce gaz vert pour réduire nos émissions de carbone mais aussi de soutenir la production locale de biométhane à partir des déchets du territoire. »

Marie-Laure BUSSELOT,
Responsable du pôle efficacité énergétique, Métropole de Clermont-Ferrand
Crédit photo : Claire Desseauve

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

AGRI MÉTH'ACHARDS : UNE UNITÉ DE MÉTHANISATION AU FINANCEMENT INÉDIT EN VENDÉE

L'unité de méthanisation Agri Méth'Achards, située à Sainte-Flaive-des-Loups, repose sur un montage financier innovant porté par plusieurs acteurs locaux : 70 % du capital est détenu par huit exploitations agricoles et 30 % sont portés par la société de projet Énergie en Pays des Achards. Cette structure a été créée conjointement par Vendée Énergie (société d'économie mixte créée par le SYDEV) et la Communauté de communes du Pays des Achards.

Ce montage financier est inédit en Vendée : il s'agit de la première unité de méthanisation cofinancée par une société de projet associant une société d'économie mixte et une intercommunalité. Il illustre la capacité des acteurs locaux à coopérer pour développer des projets énergétiques structurants au service du territoire.

CHIFFRES CLÉS PRÉVISIONNELS

- Production : **160 Nm³/h** de biométhane l'équivalent de la consommation de chauffage de 4000 foyers
- Production de plus de **15 GWh/an** d'énergie verte
- **31000 tonnes/an** d'effluents d'élevages traités ce qui permet une **baisse de 40 %** de l'utilisation d'engrais chimiques sur les fermes et génère une économie de **plus de 3000 tonnes de CO_2/an**

Crédit photo : SAS Agri Méth'Achards

« La Communauté de Communes a fait le choix de soutenir la création de l'unité de méthanisation Agri Méth'Achards, à travers la société de projet Énergie en Pays des Achards, mais aussi d'octroyer une subvention et une avance remboursable. Ce projet structurant s'inscrit pleinement dans notre volonté de développer le mix énergétique local et de renforcer la résilience du Pays des Achards. Au-delà des enjeux énergétiques et environnementaux, il contribue également au maintien des activités agricoles tout en créant deux emplois salariés à temps plein. »

Patrice PAGEAUD,
Président du Pays des Achards Communauté, Maire de Sainte-Flaive-des-Loups (mandat 2020-2026)
Crédit photo : Pays des Achards

Crédit photo : Pays des Achards

Site de méthanisation BIOMATH. Crédit photo : GRDF

UNE CONTRACTUALISATION CPB EXEMPLAIRE : L'UNITÉ DE MÉTHANISATION CVE SUD 54

À Ludres, CVE Biogaz mettra en service en janvier 2027 une unité dont la production sera sécurisée par un contrat de 15 ans structuré sous le dispositif des CPB, contribuant directement à la décarbonation des consommations de gaz des secteurs résidentiel et tertiaire. Le chiffre d'affaires prévisionnel repose majoritairement (environ 80 %) sur la valorisation sécurisée des attributs verts (CPB/GO) à prix garanti sur 15 ans, la molécule étant vendue au prix de marché selon une hypothèse prudente, pour un volume d'environ 31 GWh/an.

Le biométhane injecté respectera les spécifications réseau (contrat GRD) ainsi que les exigences RED III *via* une PoS (preuve de durabilité), avec une intensité carbone ≤ 16 gCO_2eq/MJ et des intrants durables. Les CPB/GO seront émis sur le registre national.

Le contrat intègre des clauses sécurisantes rendant l'opération bancable (changement de loi, indemnités de résiliation, cession, garanties, responsabilité, accord direct prêteurs).

Soutenu par la Métropole du Grand Nancy, la commune de Ludres, la Région Grand Est et l'ADEME, le projet valorisera localement 33 000 tonnes par an de biodéchets, dans une logique d'économie circulaire ancrée dans le territoire.

CHIFFRES CLÉS

- 33 000 tonnes/an de matières organiques traitées dont 18 000 tonnes de biodéchets
- 31 GWh/an de biométhane injecté
- 11 800 tonnes de CO_2 évitées/an
- 33 000 tonnes/an d'engrais organiques pour 2 600 ha agricoles (rayon 20 km)

« La signature de ce premier BPA sous mécanisme CPB pour notre unité de Ludres démontre qu'il est possible de sécuriser des projets structurants au service du territoire. Au-delà de la décarbonation, le biométhane répond à un triple enjeu de souveraineté : énergétique, en réduisant notre dépendance aux importations ; industrielle, en s'appuyant sur une base productive nationale ; et alimentaire, grâce au retour au sol du digestat qui limite le recours aux engrais fossiles importés. Une trajectoire réglementaire stable est indispensable pour changer d'échelle. »

Arnaud BOSSIS,
Directeur Général de CVE Biogaz
Crédit photo : François Moura

6. ADAPTER LES RÉSEAUX DE GAZ EXISTANTS POUR ACCUEILLIR DAVANTAGE DE GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE

Pensé pour adapter les infrastructures à l'injection du biométhane dans les réseaux, le droit à l'injection définit les investissements technico-économiques 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.

6.1. 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 €/Nm^3/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'injection[33], 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.

LOCALISATION DES SITES DE REBOURS

Source : Open Data Réseaux Énergies (ODRe)

https://odre.opendatasoft.com/explore/embed/dataset/sites-rebours-grtgaz/custom/

33. 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.

6.2. 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/?

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 open data. 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/?

RÉSEAU NATRAN

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

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).

7. CADRE ÉCONOMIQUE ET RÉGLEMENTAIRE ENCADRANT LE DÉVELOPPEMENT DES GAZ RENOUVELABLES ET BAS CARBONE

La filière de la méthanisation, qui permet de produire du biogaz puis du biométhane, évolue dans un cadre réglementaire strict. Depuis la mise en place du premier dispositif en 2010, les mécanismes applicables à la production de biométhane ont connu de nombreuses évolutions. En parallèle, et en complément de la méthanisation, d'autres technologies de production de gaz renouvelables ou bas carbone se développent et se structurent progressivement (pyrogazéification, gazéification hydro-thermale, power to méthane) et sont appelées à contribuer à la diversification et à la décarbonation du mix gazier.

2010 2018

Mise en place du 1er cadre de soutien public au biométhane injecté :

- Définition des bases du dispositif ;
- Encadrement réglementaire des **1ers tarifs d'achat (TA) en guichet ouvert**
- Ouverture de la possibilité de recourir à des **Appels d'Offres (AO)** en complément.
- 1ères dispositions européennes relatives à la **mise en conformité des installations d'injection** avec les **critères européens de durabilité des intrants et d'émissions de gaz à effet de serre**.

Plan National d'Action (PNA) en faveur des EnR

Arrêté tarifaire du 23 novembre 2011

Ordonnance n°2016-411 du 7 avril 2016

Directive Européenne Énergies Renouvelables (RED II)

2020

Trajectoire et refonte du cadre de soutien public au biométhane injecté :

- La PPE 2 a fixé des **objectifs de production de biométhane injecté** (6 TWh en 2023 ; 14 à 22 TWh en 2028), que la filière a atteints à chaque fois avec de l'avance ;
- Elle a **maintenu les TA pour les installations < 25 GWh/an** et introduit le lancement officiel de **1ers AO au-delà de ce seuil**.
- Cette même année, **le cadre règlementaire du TA a été modifié** (nouvelles dispositions et fixation d'un nouveau tarif pour les seules installations < 25 GWh/an).

Nouvelle Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) Décret n°2020-456 du 21 avril 2020

Décret n°2020-1428 du 23 novembre 2020

Arrêté tarifaire du 23 novembre 2020

2021

Modification des dispositions particulières relatives à la vente de biogaz :

- Bases règlementaires des AO biométhane injecté et des futurs Appels à Projets (AAP) biométhane non injecté à usage carburant (BioGNV) ;
- Précisions sur le contrôle des installations d'injection et définition technologiquement neutre du biométhane (toute biomasse valorisée sous forme gazeuse pour injection).

Décret n°2021-1273 du 30 septembre 2021

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

Décret n°2021-1280 du 1er octobre 2021

Remplacement de la notion de « capacité maximale de production » (Cmax en Nm^3/h) par la **« production annuelle prévisionnelle » (en GWh/an)**. Fixe le tarif d'achat (inchangé par rapport à 2020) pour les installations d'injection **< 25 GWh/an**.

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

2022

- Avril : **publication par la CRE du cahier des charges de l'AO biométhane injecté**.
- Début décembre : **suspension de la 1ère période** (initialement décembre 2022) et **report en 2023 pour revoir les modalités avec la filière face à la hausse des coûts de l'énergie**.

AO PPE2 Biométhane injecté

Revalorisation du TA et assouplissement des délais de mise en service :

- (1) sur **l'augmentation du TA** 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

1ères bases règlementaires 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 (NaTran, CSF « Nouveaux Systèmes Énergétiques ») : **49 projets** recensés dans **11 régions**, visant la valorisation de **déchets solides** en **gaz renouvelable et bas carbone**, pour une capacité totale estimée à **4,1 TWh/an**.

2023

Modification et ajustement des TA pour toutes les installations avec :

- **revalorisation et indexation annuelle** intégrant désormais le coût de l'énergie, meilleure prise en compte de l'évolution des coûts, annualisation de la Cmax et réintroduction, sous conditions, de l'aide à l'investissement de l'ADEME ;
- **fixation d'un tarif spécifique** en cas de dépassement de la production annuelle prévisionnelle (valorisé au prix journalier du marché de gros du gaz naturel).

Arrêté tarifaire du 10 juin 2023 modifiant celui du 20 septembre 2022

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 :

- Possibilité de modifier la PAP ou la Cmax une fois par an (au lieu de tous les 2 ans) pendant les 24 mois suivant la publication du décret ;
- Possibilité d'allonger sans limite le délai de mise en service en cas de recours pour les contrats d'achat signés après le 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 aux technologies innovantes** (power to méthane, pyrolyse, gazéification) ;
- **Allongement de la suspension cumulée du délai de prise d'effet des contrats signés avant le 24 novembre 2020** (de 2 à 3 ans).

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

2024

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

- Le décret a instauré l'obligation progressive de restitution pour les fournisseurs de gaz naturel (0,8 TWh PCS en 2026 ; 3,1 en 2027 ; 6,5 en 2028), avec application des premières pénalités en juillet 2028 ;
- L'arrêté a précisé les coefficients d'émission selon l'ancienneté et le type d'installation (dont 1 CPB = 1 MWh injecté pour les installations nouvelles) et fixé 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 ont clarifié 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.

2024

Mises aux enchères, par l'État, des Garanties d'Origine (GO) biométhane.
Le décret du 4 juillet 2024 a encadré l'attribution des Garanties d'Origine (GO) de biométhane aux collectivités territoriales (communes, EPCI, métropoles) situées sur le territoire de production et a instauré un **droit préférentiel** d'achat pour les producteurs sous contrat d'obligation d'achat, conformément à l'article L. 446-22 du code de l'énergie. Il a également précisé les modalités de transfert des GO et les règles d'achat avant ou après les **enchères trimestrielles**. Les premières enchères de GO biométhane se sont tenues en **décembre 2024**.

Décret n°2024-681 du 4 juillet 2024

Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) sur la Gazéification Hydrothermale (GH) pour injection (NaTran, CSF « Nouveaux Systèmes Énergétiques ») : 24 projets industriels, dont 2 démonstrateurs, sur la quasi-totalité du territoire, visant à valoriser une large gamme de déchets en gaz renouvelable et bas carbone, avec un objectif de 2 TWh/an d'ici 2030 au service de la décarbonation industrielle.

Résultats et suspension de l'Appel d'Offres (AO) pour le biométhane injecté.
Fin 2024, Bercy a annoncé qu'un seul lauréat avait été retenu dans l'AO lancé en décembre 2023 (une installation de **37 GWh/an**). Faute de souscription, le dispositif n'a pas été reconduit et, à partir de 2026, le soutien aux grandes installations a été orienté prioritairement vers les **CPB**.

AO PPE2 Biométhane injecté du 22 décembre 2023

2025

Structuration industrielle des gaz renouvelables et bas carbone dans le cadre du CSF « Nouveaux Systèmes Énergétiques » : Intégration des gaz renouvelables et bas carbone à la stratégie industrielle nationale *via* le **Contrat stratégique de filière (CSF) « NSE », signé le 14 février 2025** pour la période **2024–2027**, avec un programme de travail opérationnel décliné sur **2025–2027** ; Dans ce cadre, un **GT dédié aux technologies complémentaires** (pyrogazéification, gazéification hydrothermale, power to méthane) a été lancé fin 2025.

Contrat stratégique de filière CSF « Nouveaux Systèmes Énergétiques » signé le 14 février 2025

Lancement opérationnel du registre national des Certificats de Production de Biogaz (CPB) : le registre national des CPB a été mis en service le 16 juin 2025, permettant l'émission, le suivi, le transfert et la restitution des certificats, afin d'assurer la traçabilité du dispositif avant son entrée en vigueur obligatoire en 2026.

Registre CPB opéré par EEX (European Energy Exchange)

Lancement opérationnel de la place de marché dédiée aux CPB :

- La place de marché a été lancée le 19 novembre 2025 ;
- Elle a été conçue « par et pour » les acteurs du marché, avec une gouvernance portée par les adhérents ;
- Elle est développée et opérée par CPB Market (C2E Market) à l'issue des travaux d'un GT associant notamment filière, CRE et DGEC.

Place de marché CPB opéré par CPB Market

2025

Lancement de la réforme IRICC (Incitation à la Réduction de l'Intensité Carbone des Carburants) : La DGEC a lancé une **consultation publique du 12 mai au 10 juin 2025** sur ce mécanisme appelé à **remplacer la TIRUERT**, aligné sur **RED III**, fixant des obligations de réduction de l'intensité carbone des carburants distribués (dont **hydrogène renouvelable et BioGNV**) ;
Des **GT thématiques** ont été engagés en parallèle des travaux législatifs du **PJL DDADUE** pour en préciser les modalités, avec **une entrée en vigueur repoussée au 1er janvier 2027** et **prolongation transitoire de la TIRUERT en 2026**.

Consultation publique DGEC (12 mai - 10 juin 2025)

Projet de loi portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne en matière économique, financière, environnementale, énergétique, d'information, de transport, de santé, d'agriculture et de pêche (ECOM2524721L)

Renforcement du dispositif de contrôle de conformité des installations de biométhane injecté : publication de l'arrêté fixant les modalités de contrôle, suivie de la mise en ligne par la DGEC des référentiels applicables aux installations sous Obligation d'Achat et à celles relevant du dispositif CPB, ainsi que du modèle d'attestation de conformité.

- **Référentiel de contrôle : Installations sous Obligation d'Achat ;**
- **Référentiel de contrôle : Installations relevant du dispositif CPB ;**
- **Modèle d'attestation de conformité.**

Arrêté du 3 septembre 2025 fixant les modalités de contrôle des installations de production de biométhane injecté

Achèvement du cadre réglementaire de conversion des cogénérations vers l'injection :

- L'arrêté relatif aux CPB a relevé le coefficient de modulation applicable aux installations existantes de **0,8 à 0,95 CPB/MWh**, pour les cogénérations âgées de **plus de 15 ans et de moins de 30 ans**, sous réserve d'une conversion à l'injection **avant le 31 décembre 2029**, afin de rendre les conversions effectivement finançables.
- Un second arrêté a fixé le montant de la garantie financière prévue à l'article **D.453-23** du code de l'énergie lorsque le raccordement nécessite un renforcement de réseau, selon un barème de **10 000 €** (≤ 50 Nm³/h), **interpolation linéaire** (50 à 200 Nm³/h) et **50 000 €** (> 200 Nm³/h).
- Le décret a, enfin, modifié le dispositif d'aide aux renforcements des réseaux nécessaires à l'injection.

Ces textes ont été construits à l'issue de plusieurs mois de concertation en 2025, auxquels le SER a contribué avec France Gaz, FGR, l'AAMF et le Club Biogaz (ATEE), en lien étroit avec la DGEC et la CRE, pour concilier caractère incitatif et sécurisation des investissements réseau. **Une instruction technique** destinée à EDF OA sur les contrats **BG11** signés avant le **29 mai 2016** reste toutefois attendue afin de préciser les modalités de résiliation et les conditions de suspension des pénalités.

Arrêté du 26 décembre 2025 modifiant l'arrêté du 6 juillet 2024 relatif aux CPB

Arrêté du 26 décembre 2025 fixant le montant de la garantie financière (art. D.453-23 Code de l'énergie)

Décret n°2025-1360 du 26 décembre 2025 relatif au renforcement des réseaux pour l'injection

2026

Publication de l'instruction technique BG11 en février 2026 : L'instruction technique relative aux contrats BG11 signés avant le 29 mai 2016 a été publiée en février 2026 et adressée à EDF OA. Elle précise les modalités de résiliation anticipée dans le cadre d'une conversion à l'injection de biométhane ainsi que les conditions de suspension ou d'exemption des pénalités. Cette publication complète le cadre réglementaire de conversion des cogénérations en apportant la sécurité juridique attendue par les porteurs de projets et leurs financeurs.

Note d'instruction DGEC du 16 février 2026

Modèle d'attestation sur l'honneur (annexe)

Confirmation d'une trajectoire renforcée pour le biométhane injecté dans la PPE 3 :
44 TWh PCS en 2030 ; 47 à 82 TWh PCS en 2035.

Nouvelle Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE 3) Décret n°2026-76 du 12 février 2026 relatif à la PPE 2023-2035 (arbitrages actés en 2025)

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

FOCUS SUR LE 1ER 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 1er « 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 1ère édition, ce baromètre complète historiquement le Panorama des gaz renouvelables, désormais Panorama des gaz renouvelables et bas carbone, 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 « 2ème cercle » de l'infographie du baromètre, reflétant leur contribution à l'activité économique de la filière.

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

1er 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.

2ème 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.

3ème cercle
Pour cette première édition, les activités plus éloignées de la production pour lesquelles les acteurs restent peu spécialisés dans les gaz renouvelables (financeurs, prescripteurs, centres de formation) n'ont pas été ciblées prioritairement.

Les enseignements clés du « Baromètre des entreprises 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

MÉTHANISATION : 8 IDÉES REÇUES À DÉPASSER

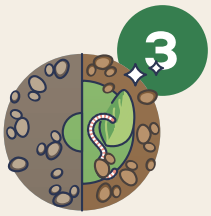
La méthanisation suscite des questions. C'est normal : elle touche à l'agriculture, aux déchets, à l'énergie et au cadre de vie. Mais elle reste trop souvent jugée à travers des caricatures. En réalité, la méthanisation est une filière encadrée, qui valorise des matières organiques pour produire une énergie renouvelable locale et un fertilisant, avec des règles strictes et des exigences de maîtrise comparables à celles des autres activités industrielles et agricoles.

« La méthanisation concurrence l'alimentation »

Non. En France, l'usage des cultures principales est plafonné à **15 %** des intrants (voir page 23). En pratique, leur part observée est nettement plus faible, autour de **5 à 6 %**. La méthanisation valorise d'abord des effluents d'élevage, résidus agricoles, biodéchets et sous-produits. Elle mobilise aussi des **cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE)**, semées entre deux cultures principales, qui ne remplacent donc pas des cultures alimentaires. Les données de **FranceAgriMer**, les enquêtes de l'**AAMF** et le rapport **PRODIGE 2** montrent qu'elles s'intègrent dans les rotations agricoles tout en contribuant à protéger les sols et à capter l'azote.

« La méthanisation nuit à la biodiversité »

Comme toute activité humaine, elle peut avoir des impacts ; tout dépend donc de la qualité du projet et des pratiques associées. Les effets varient selon les intrants, la gestion du digestat, les pratiques agricoles et le contexte local. Les travaux récents de l'**OFB** montrent qu'il n'existe pas d'effet automatique ou uniforme. Certaines pratiques, comme les **CIVE**, peuvent améliorer la structure des sols, limiter l'érosion et contribuer à la qualité de l'eau. Le projet **Ferti-Dig**, soutenu par l'ADEME et GRDF, a de son côté permis de mieux caractériser les digestats et d'identifier de meilleures pratiques d'usage en agriculture.

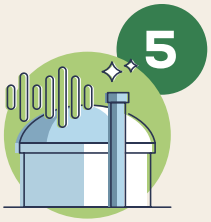


« La méthanisation pollue l'eau, l'air et les sols »

Les risques existent, mais ils sont connus et encadrés. Le principal point de vigilance concerne le digestat, notamment sa richesse en azote, d'où l'importance des **plans d'épandage**, du contrôle des volumes et du respect des périodes d'application. Le protoxyde d'azote étant un gaz à effet de serre très puissant, la rigueur sur le stockage et l'épandage est essentielle. Côté air, le rejet de biogaz brut n'a pas sa place dans une installation bien exploitée ; en cas d'excédent, il est détruit par torchère. Certaines unités mettent aussi en œuvre une hygiénisation permettant d'éliminer jusqu'à **99 % des micro-organismes pathogènes**.

« Les méthaniseurs sentent mauvais »

Les odeurs ne sont pas une fatalité. Elles proviennent surtout du stockage des intrants, de certaines opérations ponctuelles ou d'un digestat mal stabilisé, pas du principe même de la méthanisation. Les solutions sont connues : stockage couvert, confinement, traitement de l'air, biofiltres, bonne gestion du digestat. Surtout, l'étude **AQAMETHA**, publiée en 2025 par **ATMO France** avec six **AASQA** et le bureau d'études **Osmanthe**, a suivi **pendant quatre ans 12 installations** représentatives. Elle montre que les nuisances olfactives significatives se concentrent principalement dans un périmètre de **moins de 230 mètres**, avec une baisse rapide au-delà. Les niveaux mesurés sont restés très inférieurs aux seuils sanitaires de référence.



« Les méthaniseurs sont bruyants »

La méthanisation en elle-même est une technologie plutôt silencieuse. Le bruit provient surtout des activités périphériques : circulation des camions, ventilation, moteurs de cogénération. Ces nuisances sont connues et peuvent être fortement réduites par le choix du site, l'éloignement des habitations et des solutions techniques adaptées, comme des locaux dédiés ou des dispositifs de réduction acoustique. Le sujet n'est donc pas l'existence de tout bruit, mais sa maîtrise, qui fait pleinement partie de la conception des projets.

« La méthanisation est dangereuse »

Comme toute installation gazière, elle implique des risques identifiés et maîtrisés. Le biogaz contient généralement une faible part de **sulfure d'hydrogène (H_2S)**, ce qui justifie des équipements de sécurité et de traitement spécifiques. Les **systèmes d'épuration permettent d'en réduire la concentration de 90 à 99 %**, limitant à la fois les risques pour les personnes et la corrosion des équipements. Quant au risque d'explosion, il est évité par la conception même des installations : la méthanisation se déroule dans une enceinte fermée, avec une présence très faible d'oxygène, et lorsque de l'air est injecté pour traiter le H_2S, sa concentration est maintenue sous 5 % dans l'atmosphère du digesteur. Le bon message n'est donc pas « zéro risque », mais **des risques connus, encadrés et techniquement maîtrisés**.

« Les méthaniseurs dégradent le paysage et font baisser l'immobilier »

Rien ne permet d'en faire une généralité. Les projets font aujourd'hui l'objet d'un vrai travail d'intégration : choix de couleurs neutres, haies, plantations, implantation adaptée, parfois enfouissement partiel de certains ouvrages. Les installations sont généralement de gabarit modéré et conçues pour s'insérer dans leur environnement. **Sur l'immobilier, les données disponibles ne montrent pas de corrélation entre la présence d'un méthaniseur et une baisse des prix**. Une enquête menée auprès d'agents immobiliers ne fait pas non plus ressortir le méthaniseur comme facteur spontané de dévalorisation. Ce qui compte avant tout, c'est la qualité du projet, la maîtrise des nuisances et la transparence avec les riverains.

« On peut tout méthaniser… et ce n'est pas rentable »

Non, tous les déchets ne sont pas adaptés. La méthanisation valorise les **matières organiques fermentescibles** : effluents d'élevage, résidus de cultures, biodéchets, sous-produits agroalimentaires, certaines boues ou certains sous-produits animaux. En revanche, les matériaux trop secs, trop ligneux, trop minéraux ou contenant des substances toxiques ne conviennent pas. Sur le plan économique, **la méthanisation n'est ni une rente automatique ni un modèle voué à l'échec : c'est une activité exigeante**, qui repose sur un bon dimensionnement, un approvisionnement régulier, un débouché sûr pour l'énergie et une bonne valorisation du digestat. L'investissement initial peut aller de plusieurs centaines de milliers à plusieurs millions d'euros selon la taille et le type d'installation.

En bref : La méthanisation ne mérite ni idéalisation ni caricature. Bien conçue, bien exploitée et bien contrôlée, elle permet de produire une énergie renouvelable locale, de valoriser des déchets organiques et de contribuer à une agriculture plus circulaire. Le vrai sujet n'est pas de juger la filière sur des fantasmes, mais sur ses pratiques, ses résultats et son insertion dans les territoires.

Ont contribué à cette édition :

Gaz et Territoires : Corentin MACÉ
GRDF : Sabrina DUPUIS
NaTran : Yves BRULLÉ
SER : Robin APOLIT SAGET-BORGETTO, Agathe AMIN, Cynthia KARI
Teréga : Florian AUCLAIR, Stéphanie BODIN, Céline DALLEST

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 640 302 390 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 17 579 088 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, de gauche à droite et de haut en bas : Site de méthanisation BIO MATH / GRDF -
Site des unités de méthanisation en Loire-Atlantique, Juillet 2025 / GRDF - NaTran / Thiphaine CARO - Inauguration de l'unité de méthanisation de Larchant / GRDF
© Mars 2026. Conception graphique : THINK UP. Impression sur papier certifié FSC, issu de forêts gérées durablement et de sources contrôlées.