

PANORAMA DES GAZ RENOUVELABLES EN 2022



● PRÉAMBULE

Cette 8^{ème} édition du « Panorama des gaz renouvelables », fruit de la coopération du Syndicat des énergies renouvelables (SER), de GRDF, de GRTgaz, du SPEGNN, et de Teréga, présente une actualisation des chiffres de la filière gaz renouvelables en France, sous forme d'infographies.

Cette filière, apparue au début des années 2010, s'installe progressivement dans le mix énergétique français : ainsi les quantités de production effectivement injectées dans les réseaux de gaz ont quasiment doublé en un an, pour atteindre 7TWh¹ fin 2022, contre 4,3TWh fin 2021.

Toutes les informations chiffrées comprises dans ce panorama sont mises en regard des ambitions françaises de production des gaz renouvelables pour les années à venir. Ce panorama comprend également les actualités de la filière, le cadre économique et réglementaire, un volet européen et la présentation des projets d'injection de biométhane.

La dynamique actuelle résulte de l'investissement et de la collaboration de l'ensemble des acteurs de la filière. Néanmoins, dans le contexte de crise énergétique apparu en 2022 et de manque de visibilité à court et moyen termes sur le cadre économique, la mobilisation de tous pour générer un nombre croissant de projets, favoriser leur accomplissement et développer de nouvelles filières innovantes de production locale de gaz renouvelables (pyrogazéification, gazéification hydrothermale, méthanation, etc.) reste plus que jamais nécessaire.

1. 6971GWh en 2022 précisément. Le wattheure (Wh) est une unité de mesure de la production ou de la consommation d'énergie.
1 kilowattheure (kWh) = 1000Wh / 1 mégawattheure (MWh) = 1000 kWh / 1 gigawattheure (GWh) = 1000MWh / 1 térawattheure (TWh) = 1000GWh

ÉDITORIAL

La filière des gaz renouvelables souligne depuis de nombreuses années l'intérêt stratégique de développer une production nationale de gaz renouvelables, qui génère de nombreux co-bénéfices énergétiques, environnementaux et sociétaux. L'année 2022 l'aura confirmé, avec une crise énergétique qui a profondément bouleversé les marchés de l'énergie et la guerre en Ukraine qui a remis en question les fondements de notre sécurité énergétique. L'Union Européenne, à travers son plan RePowerEU, a reconnu les atouts de la production de gaz renouvelables face aux enjeux de transition énergétique, de résilience, de souveraineté et de sécurité d'approvisionnement et a fixé des objectifs ambitieux. Ces objectifs engagent la France, l'un des pays les plus en avance sur le sujet, qui dispose de l'écosystème dynamique de grands groupes comme de jeunes pousses pour prendre une avance industrielle et accélérer la transition écologique.

Les acteurs de la filière se mobilisent et considèrent que le déploiement accéléré des gaz renouvelables sera indispensable pour l'avenir du système énergétique français. Cette ambition doit se conjuguer à une volonté politique forte dans la durée.

LA DYNAMIQUE DE LA MÉTHANISATION S'EST POURSUIVIE MAIS SON AVENIR S'EST ASSOMBRI.

Pour la seconde année consécutive, près de 150 installations de production de biométhane ont été mises en service, pour dépasser les 500 installations en service et un total de 9 TWh/an de production annuelle prévisionnelle à fin 2022. Après avoir dépassé l'objectif de la PPE de 6 TWh pour 2023 avec plus d'un an d'avance, la méthanisation en injection demeure la seule filière d'énergie renouvelable française à être en avance sur les objectifs qui lui ont été fixés.

Malheureusement, les derniers indicateurs de la filière confirment l'arrêt annoncé de la dynamique au-delà de 2023, faisant craindre en l'absence d'actions fortes un affaiblissement durable de la filière. En effet, seuls 77 nouveaux projets ont intégré le registre de capacités en 2022, contre 250 nouveaux projets chaque année entre 2018 et 2020. Ce chiffre, comparable à celui de l'année dernière, compense à peine les projets abandonnés sortis du registre.

À la forte baisse des tarifs d'achat décidée en 2020 s'est ajoutée l'inflation des dépenses des producteurs, dont l'électricité, qui met en risque la viabilité des projets sur le point de démarrer comme ceux en fonctionnement. Par conséquent, les conditions économiques ne sont plus réunies pour permettre l'émergence de nouveaux projets.

Devant ce constat, ce sont des mesures fortes et rapides, tenant compte des spécificités de la filière (des investissements élevés et des équipements dont la production n'est pas délocalisable dans les pays à bas coût de main-d'œuvre), qui sont attendues impatiemment par les acteurs, telles que la mise en œuvre opérationnelle du dispositif des Certificats de Production de Biogaz (CPB), l'adaptation des tarifs d'achat aux conditions économiques que connaît la filière et la fixation d'un objectif volontariste de développement des gaz renouvelables dans la loi de programmation énergie climat à venir. Ces mécanismes doivent permettre de consolider un redémarrage rapide et durable de la filière.

L'objectif de 20% de gaz renouvelables dans le mix national à l'horizon 2030 reste toutefois à notre portée, grâce à une filière structurée et soutenue, tant du côté des consommateurs que des producteurs ou des opérateurs de réseaux. Il serait regrettable que la France échoue, dans un contexte de risque de pénurie durable d'énergies renouvelables et bas-carbone, à assurer le développement de long terme d'une filière indispensable dans tous les scénarios de transition énergétique.

LES NOUVELLES FILIÈRES SONT DANS LES STARTING-BLOCKS, LES MÉCANISMES DE SOUTIEN SE FONT ATTENDRE.

L'adoption du projet de loi d'accélération des énergies renouvelables permet l'accès aux infrastructures gazières de l'ensemble des gaz renouvelables et bas carbone (biométhane, méthane de synthèse, etc.), qu'ils soient produits par pyrogazéification, gazéification hydrothermale, méthanation, ou toute autre filière innovante. Cette confirmation, attendue, doit marquer le début d'un déploiement à grande échelle de ces projets sur le territoire national.

Les porteurs de projet sont au rendez-vous : entre le bac-à-sable réglementaire de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) et l'appel à manifestation d'intérêt autour de la pyrogazéification porté par le Comité Stratégique de Filière Nouveaux Systèmes Énergétiques, en plus des sollicitations reçues par les opérateurs de réseaux, ce sont près de 70 projets déjà identifiés qui sont prêts à se lancer. Les premières injections de méthane de synthèse, issu d'un procédé de méthanation, dans le réseau de distribution de gaz en France ont eu lieu au cours de l'année passée, et prouvent que ces technologies arrivent à un stade de maturité suffisante pour leur déploiement.

Les opérateurs de réseaux ont pris leurs responsabilités en s'assurant que ces filières pourront valoriser en toute sécurité les gaz renouvelables et bas carbone ainsi produits dans les infrastructures gazières existantes.

Il est maintenant de la responsabilité de la puissance publique de mettre en œuvre les mécanismes de soutien propres à chacune de ces filières. Les contrats d'expérimentation, permettant à ces filières de disposer d'un premier mécanisme de soutien de long terme, représentent le premier pas indispensable avant de pouvoir développer massivement ces technologies.

Les filières innovantes de production de gaz renouvelables, complémentaires de la méthanisation tant en termes de technologies que d'intrants disponibles, constituent un levier majeur de décarbonation et de résilience du système énergétique français.

Les partenaires du Panorama des gaz renouvelables,



PRÉSENTATION DES ACTEURS



Le **Syndicat des énergies renouvelables** (SER) regroupe 480 adhérents, représentant un secteur générant plus de 150 000 emplois. Elle est l'organisation professionnelle qui rassemble les industriels de l'ensemble des filières énergies renouvelables : bois-énergie, biocarburants, éolien, énergies marines, gaz renouvelables, géothermie et pompes à chaleur, hydroélectricité, solaire et valorisation énergétique des déchets. Le SER a pour mission de défendre les droits et les intérêts de ses membres et de resserrer les liens qui les unissent, notamment pour développer la filière industrielle des énergies renouvelables en France et promouvoir la création d'emplois et de valeur ajoutée sur le territoire national.



Principal distributeur de gaz naturel en France, **GRDF** exploite et développe le réseau de distribution de gaz naturel dans plus de 9 500 communes. Propriété des collectivités, ce réseau de plus de 200 000 km favorise l'émergence du biométhane. En accompagnant tous les porteurs de projet, GRDF concrétise son engagement à développer des solutions innovantes au service de la transition énergétique des territoires. GRDF réalise les études de faisabilité, les prestations d'injection de biométhane sur le réseau (comptage, contrôle de la qualité et régulation de la pression). Enfin, l'entreprise est en charge du registre des garanties d'origine depuis décembre 2012 (délégation de service publique renouvelée en 2018).



GRTgaz est le 2^{ème} transporteur européen de gaz, fort de 32 500 km de canalisations et 640 TWh de gaz transporté. L'entreprise compte 3 000 salariés et a réalisé près de 2,1 milliards de chiffre d'affaires en 2022. GRTgaz s'est doté d'un raison d'être « Ensemble rendre possible un avenir énergétique sûr, abordable et neutre pour le climat ». Entreprise innovante en pleine transformation pour adapter son réseau au défi écologique et numérique, GRTgaz est engagé en faveur d'un mix gazier français 100 % neutre en carbone en 2050. Elle soutient les filières d'hydrogène et de gaz renouvelables (biométhane et gaz issus des déchets solides et liquides). GRTgaz assure des missions de service public pour garantir la sécurité d'acheminement auprès de ses 942 clients (expéditeurs, distributeurs, industriels, centrales et producteurs de biométhane). Avec ses filiales Elengy, leader des terminaux méthaniers en Europe, et GRTgaz Deutschland opérateur de réseau de transport allemand MEGAL, GRTgaz joue un rôle clé sur la scène européenne. L'entreprise exporte ses savoir-faire à l'international, notamment des prestations développées par son centre de recherches RICE.



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



Teréga agit pour rendre l'avenir du gaz visible dès aujourd'hui, en devenant un accélérateur de la Transition Énergétique et un contributeur majeur au modèle énergétique de demain. Implantée historiquement dans la région sud-ouest, carrefour des grands flux gaziers européens, Teréga déploie depuis plus de 75 ans, un savoir-faire d'exception dans le développement d'infrastructures de transport et de stockage de gaz permettant aujourd'hui de concevoir de nouvelles solutions pour répondre aux défis énergétiques français et européens. L'entreprise dispose de plus de 5 000 km de canalisation et 2 stockages souterrains représentant respectivement 16 % du réseau de transport de gaz français et 26 % des capacités de stockage nationales. L'entreprise a réalisé en 2021 un chiffre d'affaires de 488 M€ et compte plus de 660 collaborateurs.

● TABLE DES MATIÈRES

PRÉAMBULE	1
ÉDITORIAL	2
PRÉSENTATION DES ACTEURS	4
1. LE BIOMÉTHANE : UN GAZ RENOUVELABLE ESSENTIEL	7
1.1. De la production de biogaz à l'injection de biométhane : une solution d'avenir pour réduire les émissions de gaz à effet de serre	7
1.2. Typologie des installations d'injection de biométhane et des classes d'intrants utilisés pour leur approvisionnement	9
2. CHIFFRES CLÉS ET PARC DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE EN FRANCE	12
2.1. Chiffres clés au 31 décembre 2022	12
2.2. Caractéristiques du parc raccordé	13
2.3. Répartition régionale du parc	14
2.4. Production de biométhane des installations	15
2.5. Réservations de capacités d'injection au 31 décembre 2022	16
2.6. Cartographie de la production de biométhane en Europe	19
FOCUS SUR LA MOBILITÉ	20
3. CADRE ÉCONOMIQUE ET RÉGLEMENTAIRE	21
3.1. La réglementation encadre le développement de la filière	21
3.2. Sécurité des installations et protection de l'environnement	23
3.3. Une filière soutenue financièrement par l'État	24
3.4. Garantir la traçabilité des gaz renouvelables dans les réseaux	25
3.5. Adapter les réseaux de gaz existants pour accueillir davantage de gaz renouvelables	26
4. NOUVELLES VOIES DE PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES	27
4.1. La pyrogazéification de résidus solides	28
4.2. La gazéification hydrothermale	29
4.3. La méthanation	31
4.4. Hydrogène renouvelable	32



Site de méthanisation Methatoul. Toul (54), juin 2022.
Crédit photo : Franck Dunouau / GRDF

1. LE BIOMÉTHANE : UN GAZ RENOUVELABLE ESSENTIEL

1.1. DE LA PRODUCTION DE BIOGAZ À L'INJECTION DE BIOMÉTHANE : UNE SOLUTION D'AVENIR POUR RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

La méthanisation est le procédé le plus mature pour produire du biogaz. Plus précisément, il s'agit d'un procédé de dégradation par des micro-organismes de la matière organique animale et/ou végétale. Il produit un mélange gazeux saturé en eau et constitué de 50 à 65 % de méthane : le biogaz.

La matière organique peut provenir de divers secteurs : agricole, industriel, déchets de restauration, déchets de collectivités, gaz issu des installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND)², etc. Une fois collectées et transportées sur le site de méthanisation, les matières organiques sont triées, brassées et chauffées pendant quelques semaines dans un digesteur (enceinte privée d'oxygène). Ce processus de digestion anaérobie de matières organiques produit du biogaz qui peut être valorisé en chaleur seule (par combustion en chaudière) ou en électricité et en chaleur (par cogénération). Ce biogaz peut également être purifié de manière à atteindre la qualité du gaz naturel. On l'appelle alors « biométhane » ou « biométhane carburant - BioGNV » lorsqu'il est destiné à alimenter des véhicules. Quel que soit le procédé de production utilisé, cette étape d'épuration est indispensable pour débarrasser le biogaz de ses impuretés et des composants indésirables comme le dioxyde de carbone, les composés soufrés et l'eau. Une fois épuré et odorisé, le biométhane peut être injecté dans les réseaux de gaz.

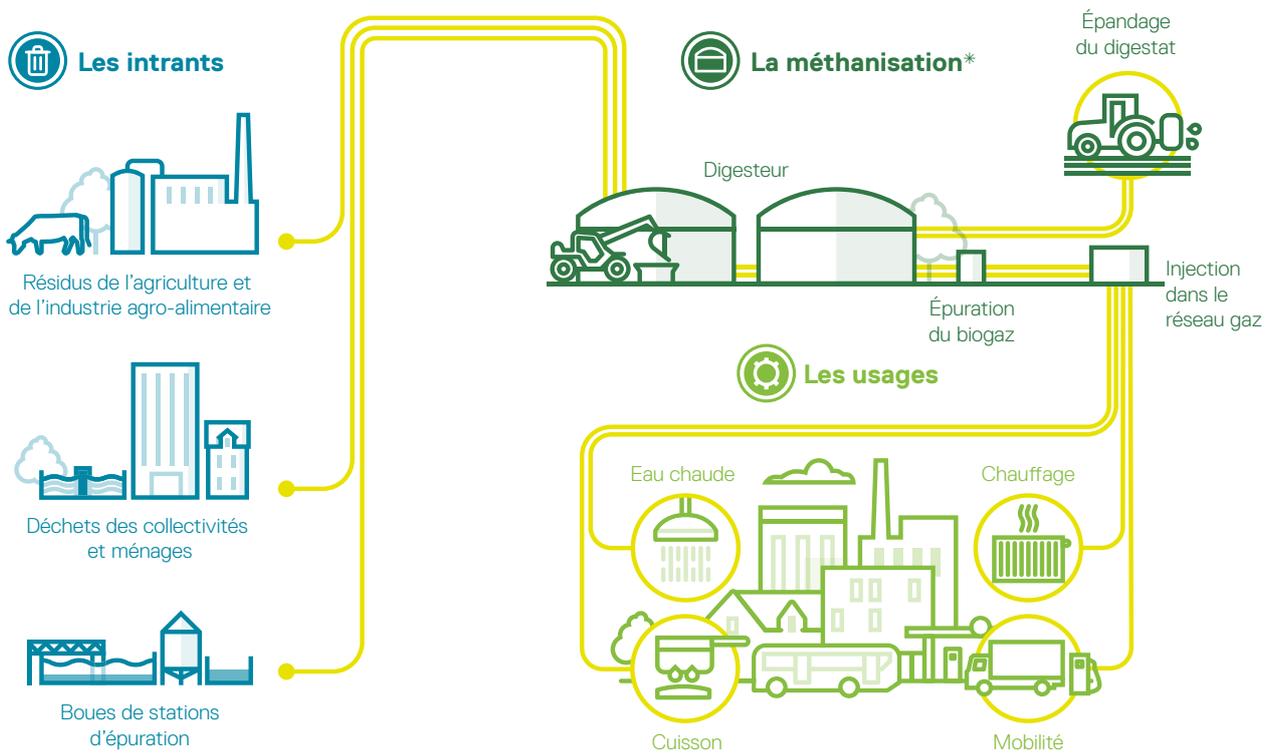
La méthanisation a pour spécificité d'être une filière de production de combustible ou de carburant, mais aussi une filière alternative de traitement des déchets organiques. En collectant ces déchets pour produire du biométhane, on limite leur impact environnemental en évitant les émissions de gaz à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

Compte-tenu de tous ces atouts, la production de biogaz fait partie de la stratégie de développement des énergies renouvelables en France depuis 2011. La Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) a fixé depuis 2015 un objectif de plancher de production représentant 10 % de la consommation de gaz en 2030, ce qui représente 39 à 42 TWh. Le Comité prospective de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) avait conclu en 2019 que cet objectif était déjà réaliste et atteignable.

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

DE LA MÉTHANISATION À L'INJECTION : LES ÉTAPES CLÉS

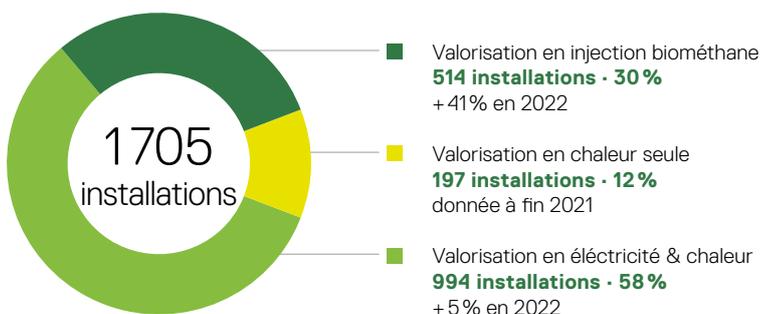
Source : GRDF



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

NOMBRE D'INSTALLATIONS QUI PRODUISENT ET VALORISENT DES GAZ RENOUVELABLES À FIN 2022

Source : SER d'après, ODR décembre 2022 & Tableau de bord du MTE au 31/12/2022



Fin 2022, la France compte plus de 1700 unités de production de biogaz dont 30% le valorisent sous forme de biométhane injecté dans les réseaux de gaz.

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.).

<https://www.methafrance.fr/>

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

■ TYPOLOGIES DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE BIOGAZ / BIOMÉTHANE³

Il existe trois catégories d'installations : **méthanisation hors STEP**, **méthanisation STEP**, **ISDND**.



LA MÉTHANISATION AGRICOLE AUTONOME

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



LA MÉTHANISATION AGRICOLE TERRITORIALE

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



LA MÉTHANISATION INDUSTRIELLE TERRITORIALE

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



LA MÉTHANISATION DE DÉCHETS MÉNAGERS ET BIODÉCHETS

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



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.



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

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

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

■ PRÉSENTATION DES DIFFÉRENTES CLASSES DE MATIÈRES ORGANIQUES UTILISÉES POUR LA PRODUCTION DE BIOGAZ / BIOMÉTHANE⁴

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



EFFLUENTS D'ÉLEVAGE

Les lisiers (composés des déjections liquides et solides des animaux) et les fumiers (mélange du lisier avec la litière des animaux) représentent la majeure partie des effluents d'élevage.



RÉSIDUS DE CULTURES

Les résidus de culture sont les parties aériennes des végétaux non récoltées et laissées sur le sol dans les champs ou les vergers au moment de la récolte : les tiges et les chaumes, 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 sont obligatoires dans certaines régions ou zones à cause de la pollution des nitrates.



CULTURES PRINCIPALES⁵

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



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 & légumes déclassés, erreur de recette, coquilles d'œufs, etc.

SOUS-PRODUITS ANIMAUX

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

Crédits photos : iStock - AdobeStock

4. MéthaFrance Portail National de la Méthanisation « Les matières organiques utilisées » : <https://www.methafrance.fr/la-methanisation-en-france/les-matieres-organiques>

5. 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. A noter que ce plafond est une exigence spécifique à la France, et qu'il vient s'ajouter aux critères de durabilité de la biomasse définis par la directive européenne sur les énergies renouvelables (dite RED II) qui s'appliquent aux installations de méthanisation. Le décret n° 2022-1120 du 4 août 2022, dit « décret cultures » a mis fin au lissage sur 3 ans pour les installations de production de biométhane injecté. Désormais, la proportion maximale de cultures principales est applicable pour chaque « lot de biométhane » (un lot a une durée de 12 mois) défini dans l'arrêté du 1^{er} février 2023 relatif aux critères d'intrants, de durabilité et de réductions des émissions de gaz à effet de serre pour la production de biométhane.



BIODÉCHETS MÉNAGERS ET ASSIMILÉS

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

DÉCHETS VERTS

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

BOUES

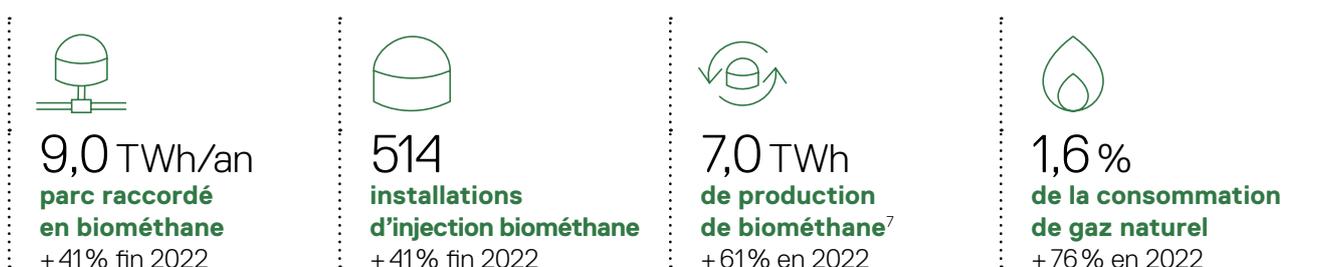
Il s'agit des boues traitées dans les stations d'épuration des eaux usées urbaines mais également des boues d'origine agroindustrielles qui sont des matières liquides provenant des abattoirs, laiteries, fromageries, biscuiteries, brasseries, conserveries, etc.



Crédits photos : AdobeStock

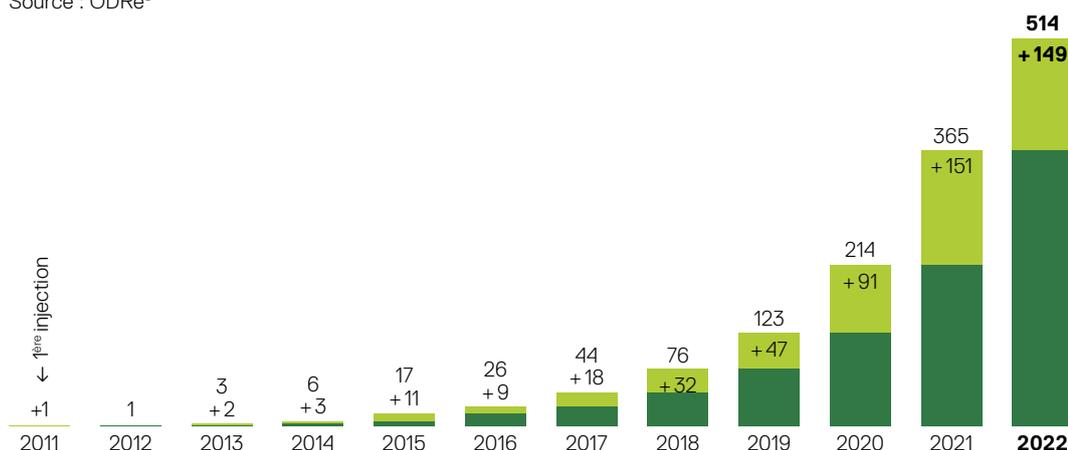
2. CHIFFRES CLÉS ET PARC DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE EN FRANCE

2.1. CHIFFRES CLÉS AU 31 DÉCEMBRE 2022⁶



NOMBRE TOTAL D'INSTALLATIONS EN SERVICE ET ÉVOLUTION ANNUELLE

Source : ODR⁸



6. 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

7. Énergie renouvelable injectée dans les réseaux de gaz naturel en 2022 ; soit l'équivalent d'environ 582 000 foyers ou 31 000 camions/bus.

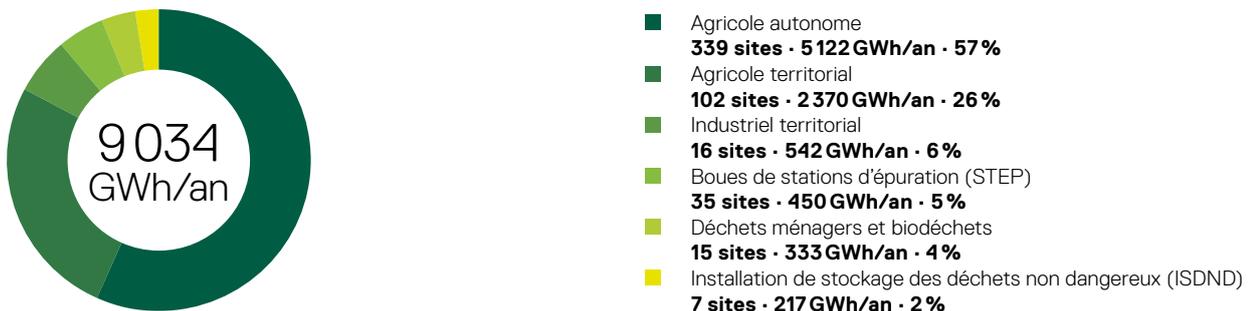
8. Source : <https://odre.opendatasoft.com/pages/observatoire-biomethane-v2/#implantation-des-sites>



2.2. CARACTÉRISTIQUES DU PARC RACCORDÉ

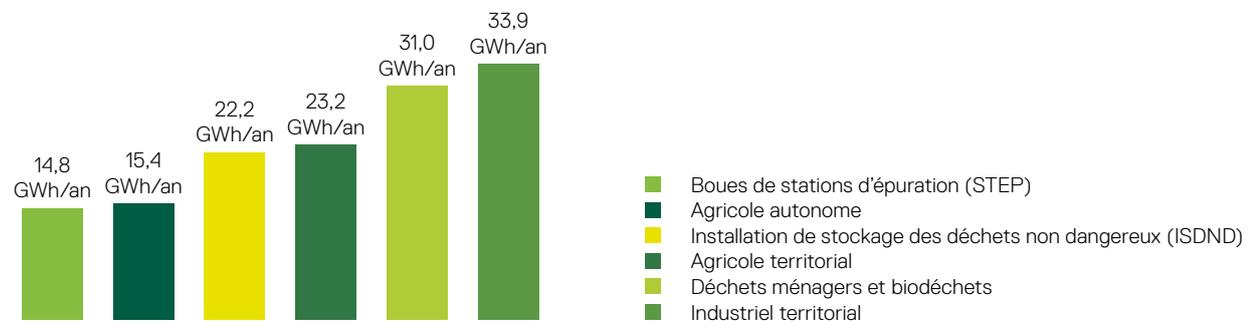
RÉPARTITION DU DÉBIT ANNUEL PRÉVISIONNEL⁹ INSTALLÉ TOTAL PAR TYPOLOGIE D'INSTALLATION D'INJECTION À FIN 2022

Source : ODRé à date du 31 décembre 2022



TAILLE MOYENNE DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE SELON LA TYPOLOGIE DE L'INSTALLATION À FIN 2022, EXPRIMÉE EN DÉBIT ANNUEL PRÉVISIONNEL DE PRODUCTION

Source : ODRé à date du 31 décembre 2022



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

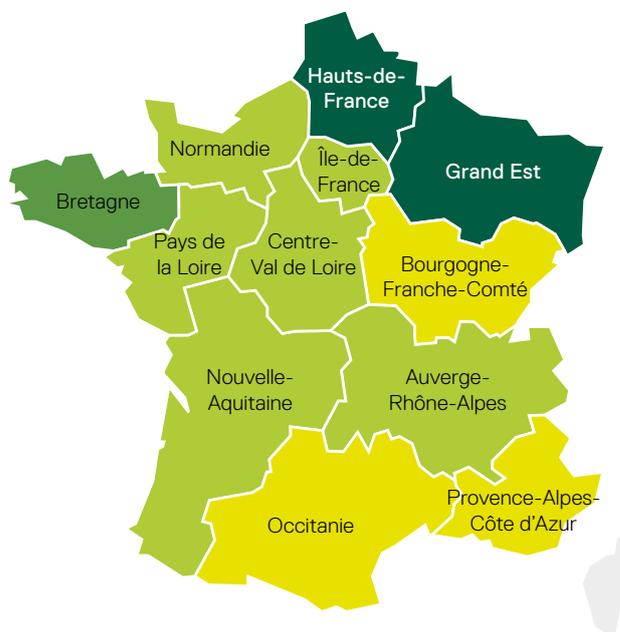
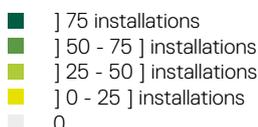
2.3. RÉPARTITION RÉGIONALE DU PARC

RÉPARTITION RÉGIONALE DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE À FIN 2022

Source : ODRé à date du 31 décembre 2022

Grand Est	95 installations
Hauts-de-France	77 installations
Bretagne	68 installations
Île-de-France	50 installations
Nouvelle-Aquitaine	45 installations
Auvergne-Rhône-Alpes	42 installations
Pays de la Loire	41 installations
Centre-Val de Loire	30 installations
Normandie	28 installations
Occitanie	17 installations
Bourgogne-Franche-Comté	15 installations
Provence-Alpes-Côte d'Azur	6 installations

514 installations

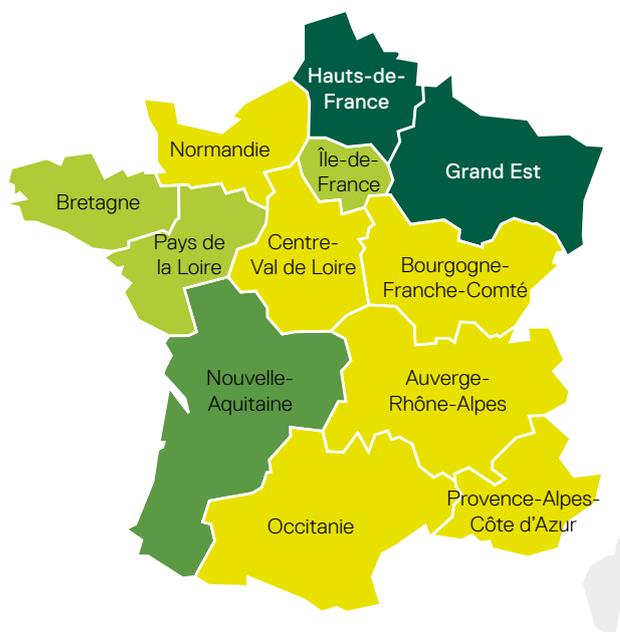


RÉPARTITION RÉGIONALE DE LA PRODUCTION ANNUELLE PRÉVISIONNELLE¹⁰ PAR TRANCHE DE DÉBIT À FIN 2022 (en GWh/an)

Source : ODRé à date du 31 décembre 2022

Grand Est	1888 GWh/an
Hauts-de-France	1646 GWh/an
Nouvelle-Aquitaine	1134 GWh/an
Île-de-France	897 GWh/an
Bretagne	701 GWh/an
Pays de la Loire	682 GWh/an
Normandie	472 GWh/an
Centre-Val de Loire	461 GWh/an
Auvergne-Rhône-Alpes	458 GWh/an
Occitanie	377 GWh/an
Bourgogne-Franche-Comté	242 GWh/an
Provence-Alpes-Côte d'Azur	76 GWh/an

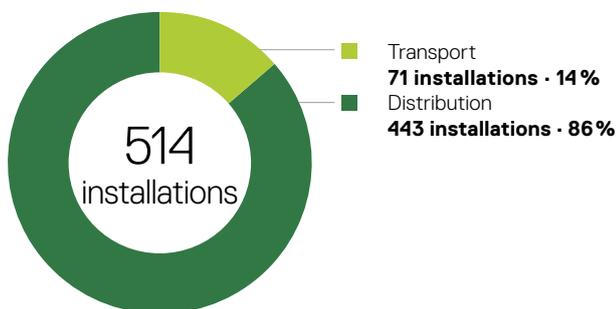
9034 GWh/an



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 m³(n)/h, Pouvoir Calorifique Supérieur du biométhane (PCS) = 10,9kWh/m³(n) et 8 200 heures de fonctionnement annuel.

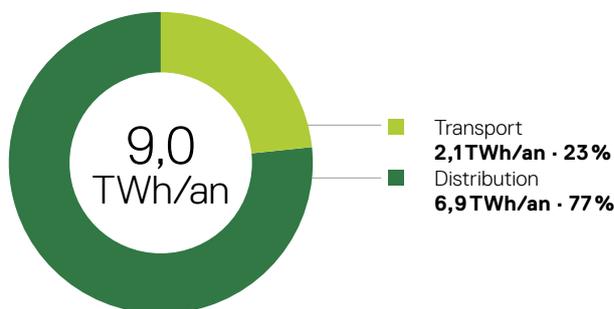
NOMBRE D'INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE PAR TYPE DE RÉSEAUX À FIN 2022

Source : ODRé à date du 31 décembre 2022



PRODUCTION ANNUELLE PRÉVISIONNELLE DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE PAR TYPE DE RÉSEAUX À FIN 2022

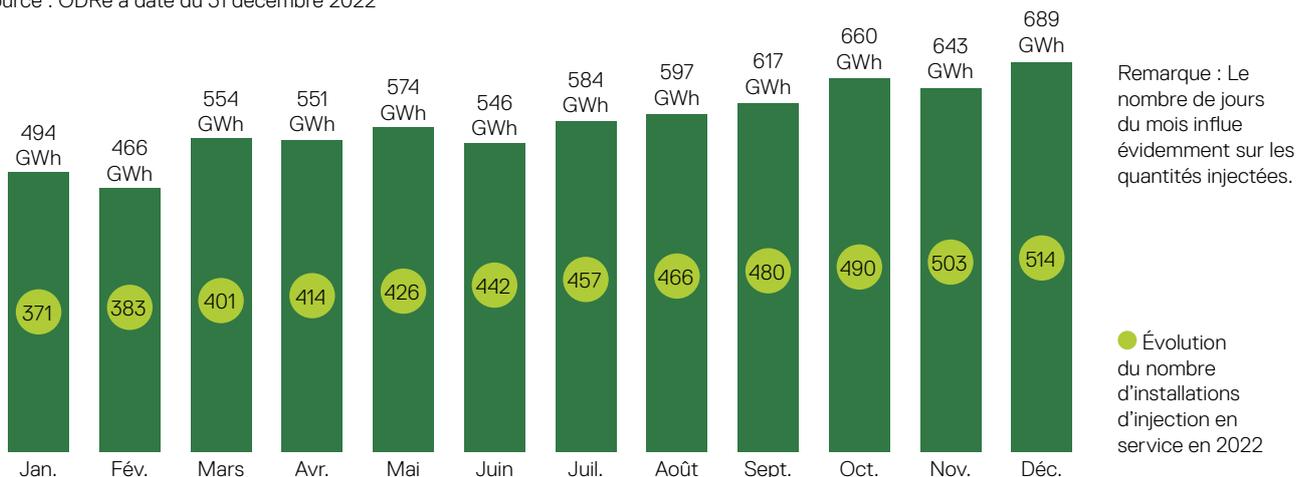
Source : ODRé à date du 31 décembre 2022



2.4. PRODUCTION DE BIOMÉTHANE DES INSTALLATIONS

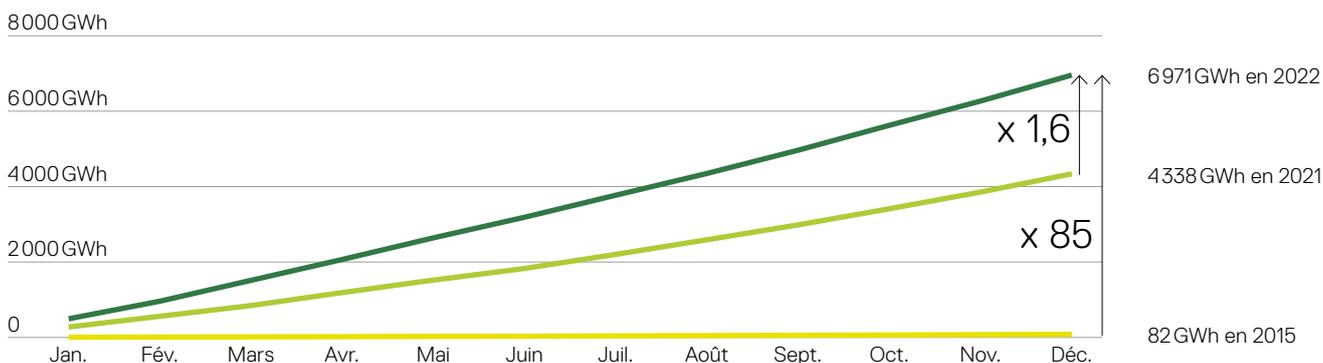
PRODUCTION MENSUELLE DES INSTALLATIONS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE SUR L'ANNÉE 2022 (en GWh)

Source : ODRé à date du 31 décembre 2022



PRODUCTION CUMULÉE DE BIOMÉTHANE DES INSTALLATIONS EXISTANTES (en GWh)

Source : ODRé à date du 31 décembre 2022



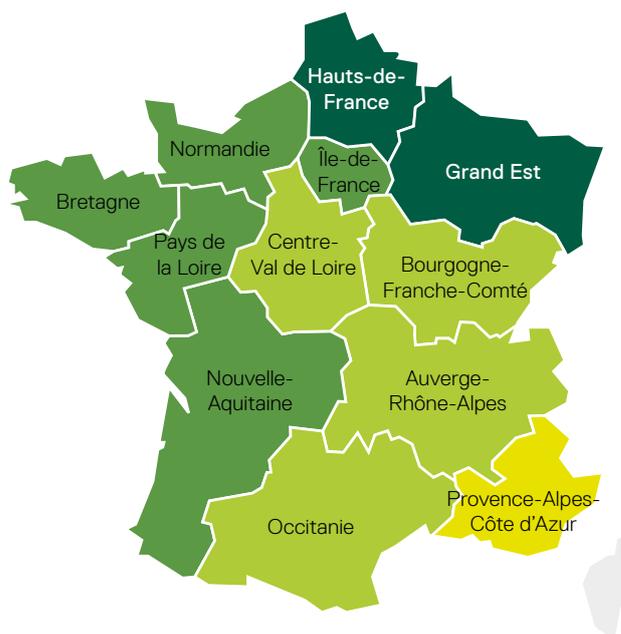
RÉPARTITION RÉGIONALE DE LA PRODUCTION DE BIOMÉTHANE EN 2022 (en GWh)

Source : ODRé à date du 31 décembre 2022

Grand Est	1628 GWh
Hauts-de-France	1262 GWh
Île-de-France	720 GWh
Nouvelle-Aquitaine	672 GWh
Bretagne	593 GWh
Pays de la Loire	491 GWh
Normandie	404 GWh
Auvergne-Rhône-Alpes	370 GWh
Centre-Val de Loire	331 GWh
Occitanie	236 GWh
Bourgogne-Franche-Comté	210 GWh
Provence-Alpes-Côte d'Azur	57 GWh

6971 GWh

■] 800 GWh
■] 400 - 800] GWh
■] 200 - 400] GWh
■] 0 - 200] GWh
■	0



2.5. RÉSERVATIONS DE CAPACITÉS D'INJECTION AU 31 DÉCEMBRE 2022¹¹



25 TWh/an
dans le registre
en baisse de 1,1% en 2022
dont 16,1 TWh/an en file d'attente

et dont également :

- 24,8 TWh/an projets de méthanisation
- 0,27 TWh/an projets de pyrogazéification
- 0,02 TWh/an projets de méthanation

Un registre commun aux gestionnaires de réseaux a été créé pour les projets demandant d'injecter du biométhane dans les réseaux. 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 permet ainsi d'établir des projections sur le développement à venir de la filière.

En 2022, le registre de capacités a été ouvert à tous les gaz renouvelables et gaz de récupération quelle que soit la technologie de production¹². Dès lors, les données du registre comprennent également les projets d'injection de gaz issus des filières innovantes (cf. page 27) : pyrogazéification, gazéification hydrothermale et méthanation.



1175 projets inscrits
dans le registre
dont 882 en file d'attente

et dont également :

- 1169 projets de méthanisation
- 3 projets de pyrogazéification
- 3 projets de méthanation

La production annuelle prévisionnelle¹³ cumulée des 1175 projets enregistrés dans le registre des capacités s'élève à 25 TWh/an. Ces capacités de production pourraient être mises en service avant 2026, un projet prenant entre 2 et 5 ans pour être mené à terme. Elle correspond à la consommation annuelle moyenne de 113 000 bus ou camions roulant au BioGNV ou encore de 4 millions de nouveaux logements chauffés au gaz.

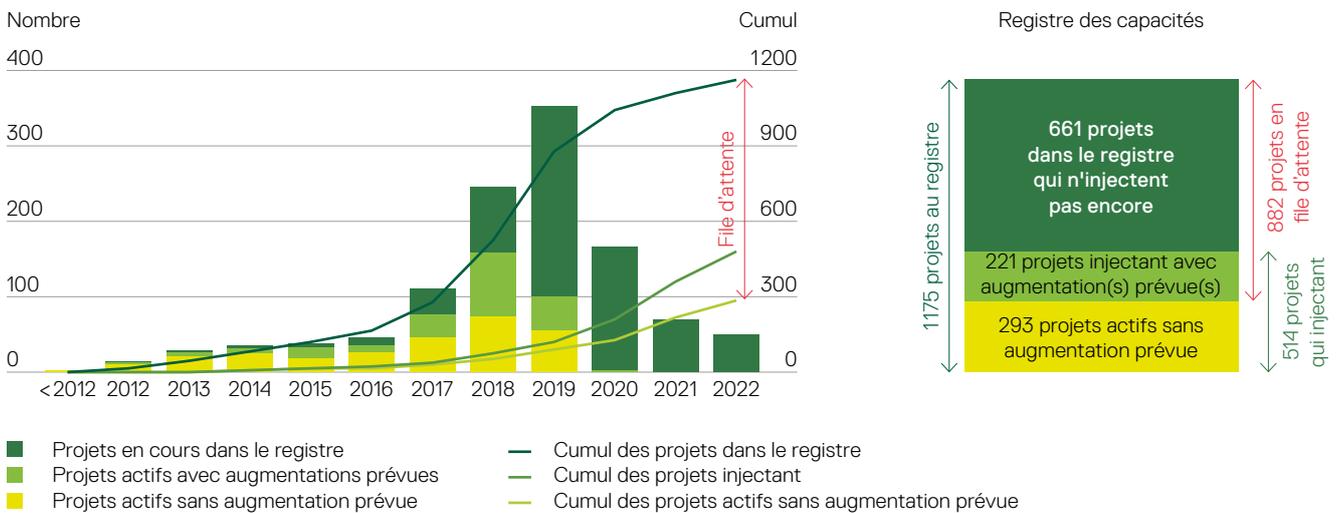
11. Source : <https://www.grtgaz.com/nos-actions/gaz-renouvelables-economie-circulaire>
12. Délibération de la CRE du 7 juillet 2022 portant décision sur les modalités d'établissement de la procédure de gestion des réservations de capacité d'injection de gaz renouvelable et de gaz de récupération sur les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel.
13. Les productions annuelles prévisionnelles exprimées en GWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes : Capacité maximale de production (Cmax) extraite du registre de capacités exprimée en m³(n)/h, Pouvoir Calorifique Supérieur du biométhane (PCS) = 10,9 kWh/m³(n) et 8 200 heures de fonctionnement annuel.

POURQUOI CETTE NOTION DE FILE D'ATTENTE ?

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

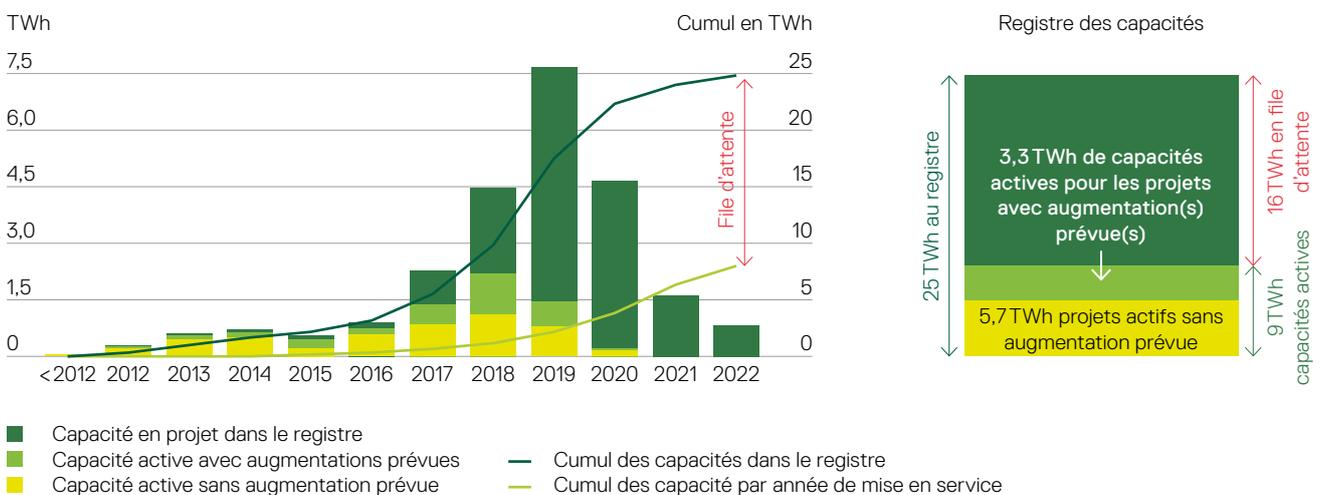
NOMBRE DE PROJETS DANS LA LISTE D'ATTENTE DU TABLEAU DE BORD DU MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

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 31/12/2022



CAPACITÉS DANS LA LISTE D'ATTENTE DU TABLEAU DE BORD DU MINISTÈRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE PAR DATE D'ENTRÉE DANS LE REGISTRE

France entière – hors projets en attente, sortis, abandonnés.
Incluant les demandes d'augmentation de capacité
Source : registre des capacités au 31/12/2022



RÉPARTITION RÉGIONALE DE LA PRODUCTION ANNUELLE PRÉVISIONNELLE¹⁴ DES PROJETS D'INJECTION DE BIOMÉTHANE INSCRITS AU REGISTRE DES CAPACITÉS À FIN 2022 (en TWh/an)

Source : ODRé à date du 31 décembre 2022

Grand Est	171 projets	4,5 TWh/an
Bretagne	146 projets	1,7 TWh/an
Hauts-de-France	135 projets	3,6 TWh/an
Pays de la Loire	113 projets	2,2 TWh/an
Normandie	110 projets	2,4 TWh/an
Nouvelle-Aquitaine	107 projets	2,2 TWh/an
Auvergne-Rhône-Alpes	99 projets	1,4 TWh/an
Île-de-France	85 projets	2,5 TWh/an
Centre-Val de Loire	85 projets	1,6 TWh/an
Occitanie	55 projets	1,2 TWh/an
Bourgogne-Franche-Comté	45 projets	1,1 TWh/an
Provence-Alpes-Côte d'Azur	24 projets	0,7 TWh/an

1175 projets **25** TWh/an

■] 4 TWh/an
■] 2 - 4] TWh/an
■] 1 - 2] TWh/an
■] 0 - 1] TWh/an
■	0



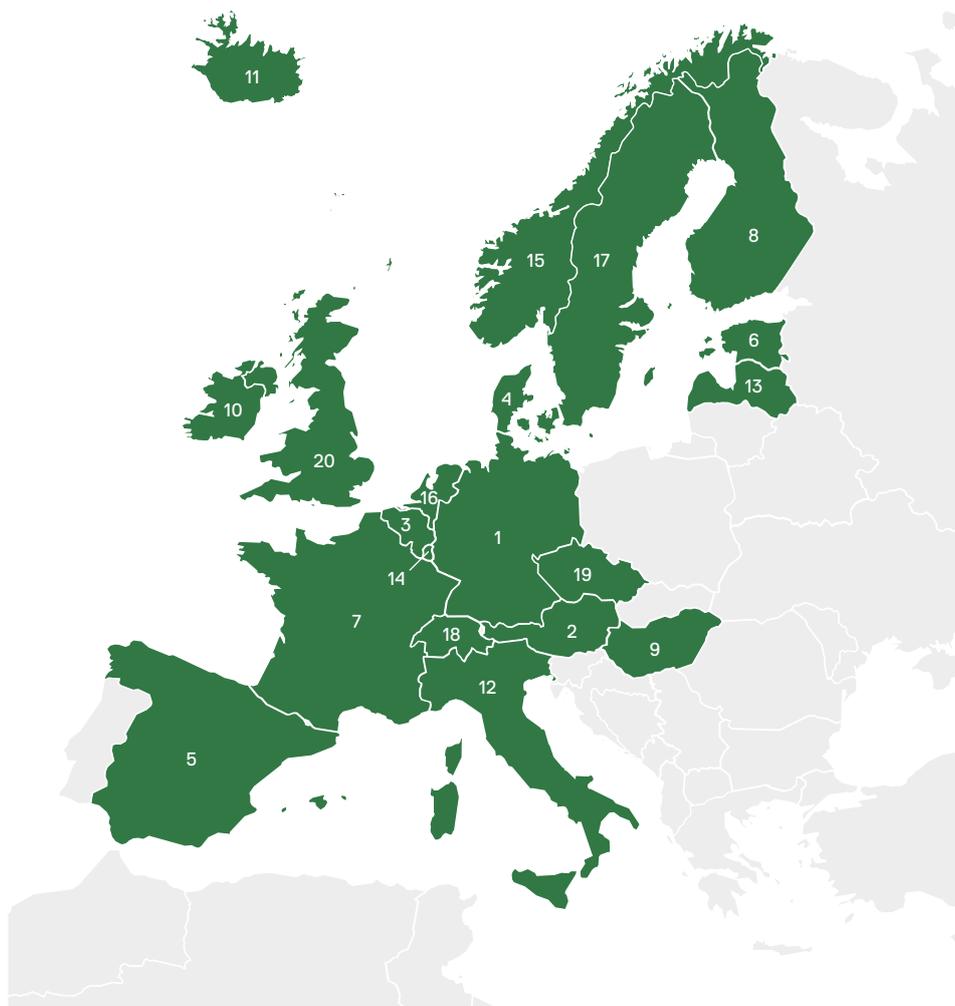
14. Les productions annuelles prévisionnelles exprimées en GWh/an ont été calculées à partir des hypothèses suivantes : Capacité maximale de production (Cmax) extraite du registre de capacités exprimée en m³(n)/h, Pouvoir Calorifique Supérieur du biométhane (PCS) = 10,9 kWh/m³(n) et 8 200 heures de fonctionnement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

2.6. CARTOGRAPHIE DE LA PRODUCTION DE BIOMÉTHANE EN EUROPE

PANORAMA DE LA PRODUCTION DE BIOMÉTHANE EN EUROPE

Source : European Biomethane Map 2022 EBA/GIE

On dénombre 1203 installations de production de biométhane dans les principaux pays producteurs d'Europe à fin 2022 et pour une production totale de 40TWh.



1. ALLEMAGNE

Fin 2021, 242 sites produisent plus de 12 800 GWh/an, dont au moins 240 sites en injectent dans les réseaux de gaz naturel.

2. AUTRICHE

Fin 2022, 15 des 16 sites de production de biométhane injectent près de 150 GWh/an dans les réseaux de gaz naturel.

3. BELGIQUE

Fin 2021, 5 des 6 sites de production de biométhane injectent près de 150 GWh/an dans les réseaux de gaz naturel.

4. DANEMARK

Fin 2021, 51 sites de production de biométhane injectent un peu plus de 5 600 GWh/an dans les réseaux de gaz naturel.

5. ESPAGNE

Fin 2021, 4 sites de production de biométhane injectent près de 130 GWh/an dans les réseaux de gaz naturel.

6. ESTONIE

Fin 2021, 3 des 6 sites de production de biométhane injectent un peu moins de 200 GWh/an dans les réseaux de gaz naturel.

7. FRANCE

Fin 2022, 514 sites de production de biométhane injectent 7 000 GWh/an dans les réseaux de gaz naturel.

8. FINLANDE

Fin 2021, 6 des 23 sites de production de biométhane injectent près de 150 GWh/an dans les réseaux de gaz naturel.

9. HONGRIE

Fin 2021, 1 des 2 sites de production de biométhane injecte 67 GWh/an dans les réseaux de gaz naturel.

10. IRLANDE

Fin 2021, 2 sites produisent un peu moins de 200 GWh/an de biométhane. L'un des deux en injecte une très faible quantité dans les réseaux de gaz naturel.

11. ISLANDE

Fin 2022, 2 sites produisent 49 GWh/an de biométhane sans être raccordés aux réseaux de gaz naturel.

12. ITALIE

Fin 2021, 23 des 27 sites de production de biométhane injectent près de 2 000 GWh/an dans les réseaux de gaz naturel pour un usage final 100% transport.

13. LETTONIE

Fin 2021, 1 site de production de biométhane injecte 9 GWh/an dans les réseaux de gaz naturel.

14. LUXEMBOURG

Fin 2021, 3 sites de production de biométhane injectent 61 GWh/an dans les réseaux de gaz naturel.

15. NORVÈGE

Fin 2021, 3 sites de production de biométhane injectent un peu plus de 220 GWh/an dans les réseaux de gaz naturel.

16. PAYS-BAS

Fin 2021, 56 des 71 sites de production de biométhane injectent près de 2 600 GWh/an dans les réseaux de gaz naturel.

17. SUÈDE

Fin 2021, 19 des 71 sites de production de biométhane injectent un peu plus de 1 500 GWh/an dans les réseaux de gaz naturel.

18. SUISSE

Fin 2021, 38 des 40 sites de production de biométhane injectent près de 480 GWh/an dans les réseaux de gaz naturel.

19. RÉPUBLIQUE TCHÈQUE

Fin 2021, 1 des 2 sites de production de biométhane injecte 27 GWh/an dans les réseaux de gaz naturel.

20. ROYAUME-UNI

Fin 2021, 117 sites de production de biométhane injectent un peu plus de 7 000 GWh/an.

FOCUS SUR LA MOBILITÉ

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

Le carburant BioGNV/GNV connaît un essor croissant. Il s'appuie sur une technologie fiable et éprouvée par les constructeurs, économiquement compétitive, offrant des disponibilités de puissance et d'autonomie compatibles avec la majorité des besoins.

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

- Toutes les villes de plus de 200 000 habitants (sauf une) ont des bus ou des bennes à ordures GNV ;
- Près de 50 % des bus vendus en France circulent au BioGNV/GNV ; une benne à ordures sur quatre.

Plus récemment, les transporteurs de marchandises ont décidé de réduire leurs émissions et d'utiliser le BioGNV/GNV. Monoprix a été précurseur en effectuant sa première expérimentation de poids-lourds livrant au BioGNV/GNV en 2012. Depuis, la majorité des enseignes de la grande distribution utilisent des véhicules BioGNV/GNV. L'engouement pour le BioGNV/GNV concerne aussi la messagerie, le BTP, etc. si bien que les parts de marchés des poids lourds BioGNV/GNV n'ont cessé de progresser malgré un contexte d'instabilité sur les marchés de l'énergie. La flotte de poids-lourds BioGNV/GNV française est la plus grande d'Europe.

QUELQUES CHIFFRES CLÉS DU BIOGNV/GNV

Source : OpenData AFGNV, données à fin novembre 2022

- **12 471 véhicules légers** (dont 9 730 véhicules utilitaires légers)
- **8 856 poids lourds** (+ 25 % en un an), la flotte de poids-lourds GNV française est la plus grande d'Europe
- **7 401 bus et cars** (+ 30 % de croissance en un an)
- **4 193 bennes à ordures ménagères** (près de 15 % du parc)
- **+ 95 stations en 2022** pour un total de plus de 650 stations en service dont 305 en accès public.
- **36 % du GNV consommé en France en 2022 était d'origine renouvelable**

Et c'est à présent une nouvelle phase de développement qui s'annonce pour le carburant alternatif BioGNV/GNV avec beaucoup de signaux positifs.

Tout d'abord, le réseau d'avitaillement est de plus en plus dense, avec 95 nouvelles stations mises en service en 2022 et plus de 300 stations ouvertes au public.

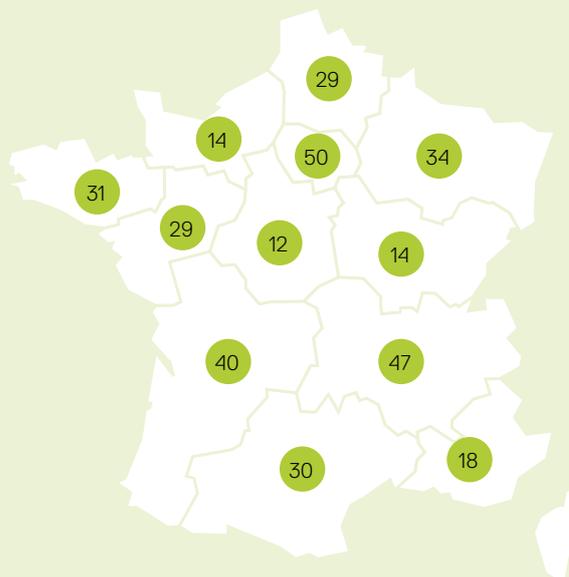
En outre, pour le marché des bus et cars, les obligations de renouvellement de flotte qui s'appliquent depuis le 1^{er} janvier 2022 devraient accélérer les conversions de bus au BioGNV/GNV : elles concernent les collectivités gérant directement ou indirectement un parc de plus de 20 véhicules.

Les véhicules BioGNV/GNV qui bénéficient tous de la vignette Crit'Air 1 quel que soit leur âge sont une opportunité pour les professionnels d'assurer la continuité de service dans les zones à faibles émissions, à un moindre coût.

Enfin, le BioGNV/GNV devient de plus en plus renouvelable au fur et à mesure que le gaz se verdit. Environ 1000 GWh de BioGNV ont été consommés en 2022 ce qui représente 36 % des consommations de GNV. Le BioGNV, qui permet de réduire les émissions de CO₂ de 80 % par rapport à un véhicule diesel, est ainsi une réponse à l'enjeu de décarbonation des transports. Dans les prochaines années, en réponse aux exigences de décarbonation, il ne fait aucun doute que le BioGNV deviendra majoritaire sur le GNV.

STATIONS PUBLIQUES DE BIOGNV/GNV EN FRANCE AU 31/12/2022

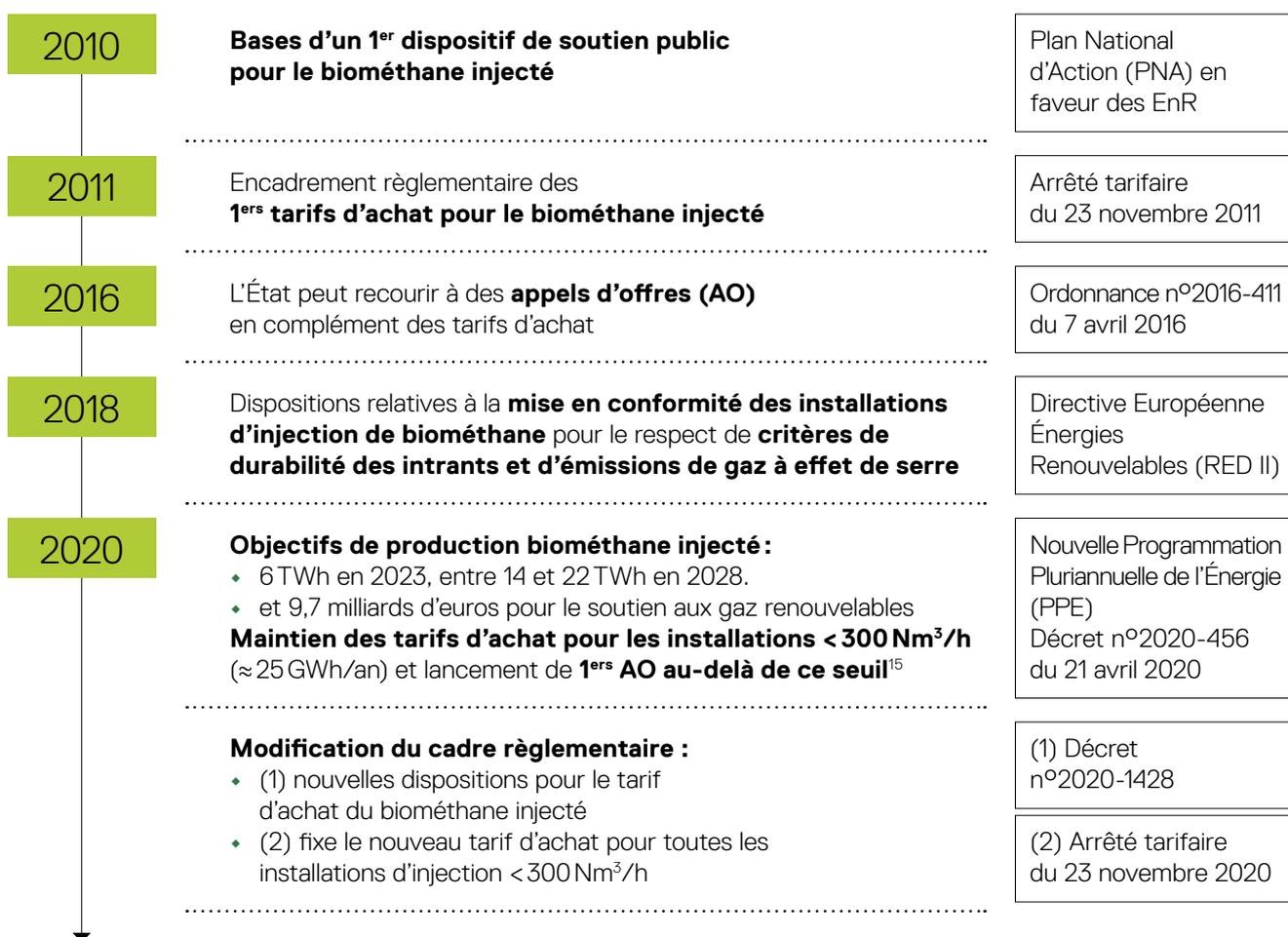
Source : <https://www.gaz-mobilite.fr/stations-gnv-france/>



3. CADRE ÉCONOMIQUE ET RÉGLEMENTAIRE

3.1. LA RÉGLEMENTATION ENCADRE LE DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE

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



15. Le futur arrêté tarifaire pourrait ne pas inclure les ISDND.

2021

Modification des dispositions particulières relatives à la vente de biogaz :

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

Décret n°2021-1273 du 30 septembre 2021

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

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

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

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

2022

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

AO PPE2
Biométhane injecté

Publication des textes réglementaires :

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

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

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

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

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

Décret n°2022-640 du 25 avril 2022



Site de méthanisation Savigny Territoires. juillet 2021.
Crédit photo : Grégory Brandel / GRDF

3.2. SÉCURITÉ DES INSTALLATIONS ET PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

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

D'une part, la méthanisation est strictement encadrée par la réglementation sur les Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE) qui définit les exigences applicables pour prévenir ou réduire les risques et les nuisances potentielles liées à l'exploitation d'une installation.

D'autre part, la Direction Générale de la Prévention des Risques (DGPR) du Ministère de la Transition écologique répertorie, dans la base de données ARIA¹⁶, les incidents/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 à majorité de faible gravité et tend à baisser si on le rapporte au nombre d'unités en fonctionnement.

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 Qualiméthà, 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.

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

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

3.3. UNE FILIÈRE SOUTENUE FINANCIÈREMENT PAR L'ÉTAT

En phase de développement, le porteur de projet organise son financement, en recourant souvent à un crédit bancaire. Ses investissements seront rémunérés par la vente de l'énergie produite à un tarif fixe, déterminé lors de la signature du contrat d'achat.

■ INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE BIOMÉTHANE INJECTÉ AYANT SIGNÉ UN CONTRAT D'ACHAT AVANT LE 23 NOVEMBRE 2020 :

Ces installations bénéficient des conditions tarifaires de l'« arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel » pour une durée de 15 ans. Le producteur bénéficie d'un tarif d'achat compris entre 46 et 139 €/MWh, selon la taille de l'installation de production (appelée capacité maximale de production de biométhane exprimée

en Nm³/h)¹⁷ et selon la nature des intrants traités. Ce tarif d'achat est constitué d'un tarif de référence et d'une prime selon les intrants utilisés.

Des aides financières peuvent être accordées, au cas par cas, par les pouvoirs publics (ADEME, Conseils régionaux et départementaux, Fonds européen, etc.)

■ INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE BIOMÉTHANE INJECTÉ, D'UNE CAPACITÉ MAXIMALE DE PRODUCTION INFÉRIEURE OU ÉGALE À 300 Nm³/h, AYANT SIGNÉ UN CONTRAT D'ACHAT À PARTIR DU 24 NOVEMBRE 2020 OU D'UNE PRODUCTION ANNUELLE PRÉVISIONNELLE INFÉRIEURE OU ÉGALE À 25 GWh/an, AYANT SIGNÉ UN CONTRAT D'ACHAT À PARTIR DU 14 DÉCEMBRE 2021 :

Ces installations bénéficient des conditions tarifaires, dites « transitoires », de l'« arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel » ou de l'« arrêté du 13 décembre 2021 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel » ou bien plus récemment de l'« arrêté du 20 septembre 2022 », pour une durée de 15 ans.

► Le tarif de référence est compris :

- entre 55 et 99 €/MWh pour les installations de stockages de déchets non dangereux ;
- entre 86 et 122 €/MWh pour les autres installations.

► La prime « effluents d'élevage » pour les seules installations de méthanisation de produits ou déchets non dangereux, hors matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles est de maximum 10 €/MWh pour 60 % d'effluents d'élevage ou plus.

► La prime « eaux usées » pour les seules installations de méthanisation de produits ou déchets non dangereux, y compris des matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles, varie entre 0 et 20 €/MWh PCS selon les débits produits.

► Pour tous les types d'installations une prime variant entre 1 et 3 €/MWh est accordée si l'injection est réalisée sur un réseau de distribution de moins de 100 000 clients, ces installations ne bénéficiant pas de la réfaction¹⁸ sur leurs coûts de raccordement.

► Des aides financières sont accordées, au cas par cas, par les pouvoirs publics (ADEME, Conseils régionaux et départementaux, Fonds européen, etc.).

► Un malus de 5 €/MWh est appliqué pour toute installation bénéficiant d'une aide à l'investissement de l'ADEME.

► Le tarif s'accompagne d'une trajectoire de réduction de -0,5 % par trimestre.

Ce nouveau tarif dispose également d'un dispositif de contrôle de trajectoire des volumes et peut donc trimestrielle évoluer à la baisse en fonction de l'écart à la trajectoire cible fixée par la PPE (lorsque la trajectoire dépasse 5 fois la trajectoire cible fixée par la PPE sur 2 trimestres).

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

17. Le Normo mètre cube est une unité de mesure de quantité de gaz. Elle correspond au contenu d'un volume d'un mètre cube, pour un gaz en conditions normales de température et de pression. Le pouvoir calorifique du biométhane correspond à la quantité d'énergie contenue dans un Nm³ de ce gaz. Il existe un écart de Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS) en kWh/Nm³ entre les zones géographiques à haut pouvoir calorifique, « zones H », et des zones géographiques à bas pouvoir calorifique, « zones B » de l'ordre de 10 %.

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

18. Réfaction : réduction du prix.

3.4. GARANTIR LA TRAÇABILITÉ DES GAZ RENEUVELABLES 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.

Une molécule de biométhane, une fois injectée dans les réseaux de gaz naturel, n'est plus distinguable d'une molécule de gaz d'origine fossile. Si en réalité, le biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel est physiquement consommé dans une zone géographiquement proche de son point d'injection, il est nécessaire de pouvoir garantir à tous les consommateurs de gaz français un accès à la consommation de gaz renouvelables. Aussi, la garantie d'origine est un mécanisme qui a été créé afin de garantir une traçabilité de la molécule de son introduction dans le réseau à sa consommation sur tout le territoire national.

La garantie d'origine (GO) est donc un mécanisme permettant une décorrélation entre la consommation physique de la molécule de biométhane et sa vente contractuelle à un consommateur.

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

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

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

CHIFFRES CLÉS DES GARANTIES D'ORIGINE

1 GO = 1 MWh de biométhane injecté

55 fournisseurs
et 27 acheteurs
non-fournisseurs
inscrits au registre
des GO à fin 2022

497
sites de production
enregistrés au total
dans le registre
des GO à fin 2022

22 %
des GO utilisées sous
forme de BioGNV
en 2022

14 744 201
GO créées
depuis le lancement
de la Délégation
de Service Public
actuelle en 2018

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

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

■ QUELS SONT LES INVESTISSEMENTS POSSIBLES ?

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

- Renforcement du réseau d'un opérateur, y compris par maillage de zones de consommations
- Mise en place de rebours.

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

Lorsque le critère dépasse le seuil, des tiers publics (Autorités Organisatrices de la Distribution d'Énergie, Collectivités, etc.) ou privés (porteurs de projet) peuvent participer financièrement aux investissements de renforcement sur la zone.

Ces investissements sont déclenchés suite à leur validation par la CRE, synchronisés avec le développement des projets sur chaque zone. À savoir : la CRE a déjà validés environ 1/3 de ces investissements.

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'injection¹⁹, fixé par la CRE pour couvrir les dépenses d'exploitation associées à l'investissement de renforcement. Le niveau du timbre dont est redevable le producteur dépend des caractéristiques du zonage.



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

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

4. NOUVELLES VOIES DE PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES

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

- **La pyrogazéification**, procédé de conversion thermochimique qui permet la production de gaz à partir de résidus solides ;
- **La gazéification hydrothermale**, procédé thermochimique qui permet la production de gaz à partir d'intrants humides ;
- **La méthanation**, procédé qui permet de convertir de l'électricité renouvelable obtenue par électrolyse de l'eau en méthane.
- **La production d'hydrogène renouvelable**

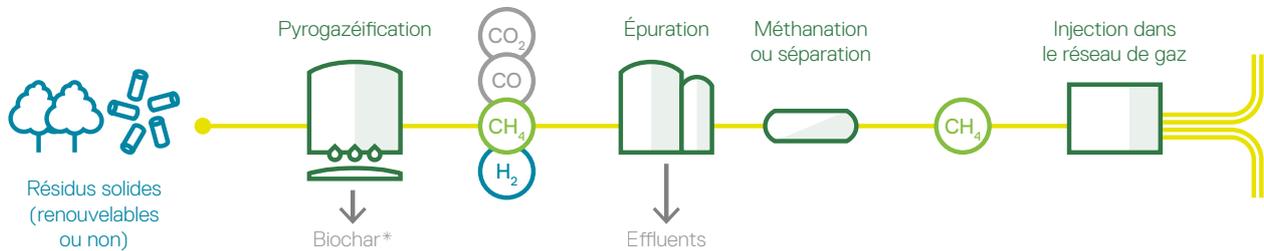
Ces technologies permettent d'obtenir un gaz injectable dans les réseaux, qui sera qualifié de renouvelable ou de bas carbone selon la nature de l'intrant.



4.1. LA PYROGAZÉIFICATION DE RÉSIDUS SOLIDES

LE PROCÉDÉ DE PYROGAZÉIFICATION

Source : GRTgaz



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

■ UNE FILIÈRE AU SERVICE DE L'ÉCONOMIE CIRCULAIRE

La pyrogazéification transforme une grande variété de gisements, actuellement destinés à l'enfouissement ou l'incinération, tels que les résidus de la filière bois (non valorisés en matière), les déchets d'éléments d'ameublement (DEA), les plastiques ou bien les Combustibles Solides de Récupération (CSR). Ce procédé permet de produire localement un gaz renouvelable ou bas carbone injectable dans les réseaux. Cette filière contribue ainsi aux objectifs de la loi anti-gaspillage pour une économie circulaire²⁰ (AGEC) et sur la réduction des déchets enfouis²¹. La pyrogazéification est également complémentaire à la méthanisation pour la production de gaz renouvelable à partir de biomasse sèche non fermentescible.

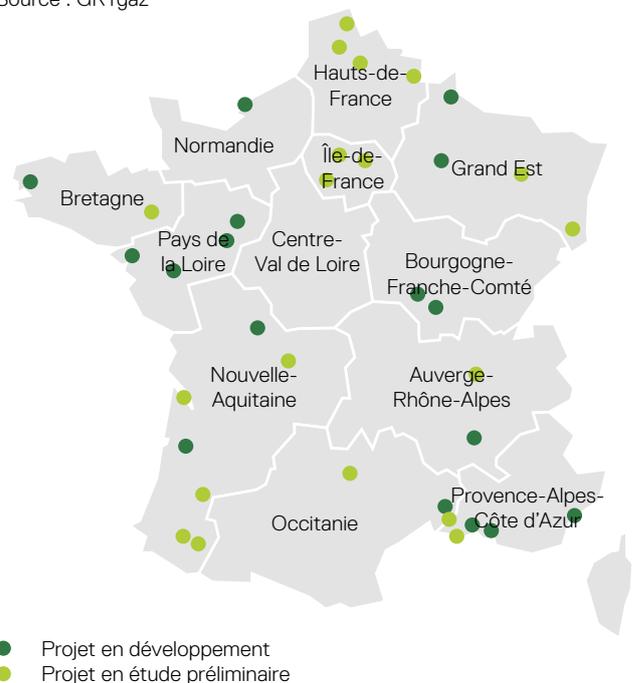
■ UNE FILIÈRE EN VOIE D'INDUSTRIALISATION

La pyrogazéification pour production de gaz renouvelable et bas carbone injecté fait l'objet de nombreux projets en France et dans le monde. En 2022, le CSF Nouveaux Systèmes Énergétiques a lancé un Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) visant à faire un état des lieux de cette filière en France. Cet AMI a confirmé l'existence d'un écosystème français prêt à s'industrialiser, et recense 49 projets (30 en étude préliminaire et 19 en phase de développement, c'est-à-dire ayant fourni des données techniques détaillées et un business plan). Il a notamment mis en avant l'engagement et l'intérêt d'une filière française dynamique, regroupant de nombreux acteurs français sur l'ensemble de la chaîne de valeur, de toutes tailles, et également des collectivités locales. En effet, en plus d'une production d'énergie renouvelable et bas carbone,

ces dernières y voient une solution locale de valorisation de leurs déchets, au plus près des gisements, ce qui limite l'impact environnemental de transferts massifs de matières solides et contribue à une économie circulaire à l'échelle de leur territoire.

CARTOGRAPHIE DES PROJETS S'ÉTANT DÉCLARÉS À TRAVERS L'AMI ET AYANT AUTORISÉ LEUR COMMUNICATION.

13 projets confidentiels n'apparaissent pas sur cette carte.
Source : GRTgaz



20. 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.

21. 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.

À l'horizon 2030, le bilan prévisionnel basé sur les ambitions inscrites dans les plans régionaux (SRADDET et études spécifiques) montre que la pyrogazéification pourrait valoriser près de 3 millions de tonnes de déchets par an correspondant à l'injection de 6 TWh de gaz dans les réseaux et à la réduction d'environ 1 million de tonnes de CO₂ émis.

SALAMANDRE, UN PROJET INDUSTRIEL COMMERCIAL AU HAVRE

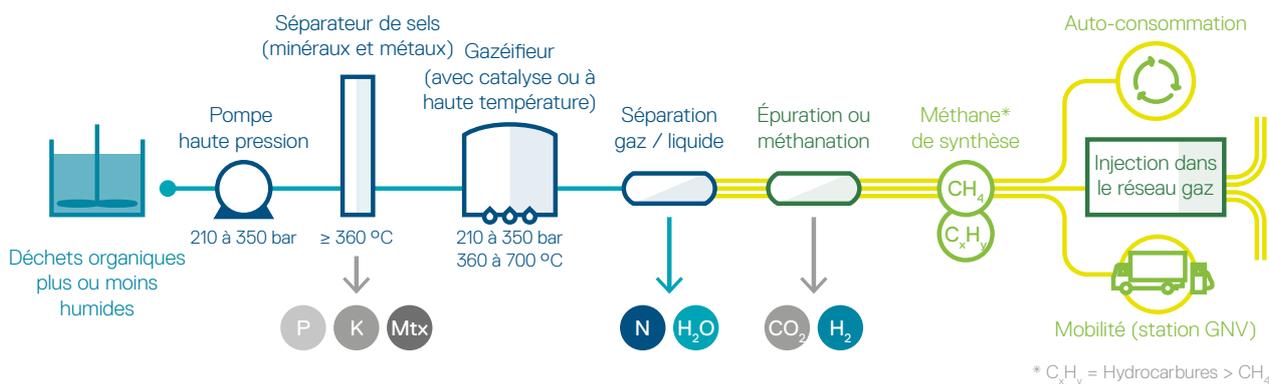
Le Groupe CMA CGM, acteur mondial des solutions maritimes, terrestres, aériennes et logistiques et ENGIE, ont annoncé en 2022 leur volonté de co-investir dans le projet Salamandre. Cette première unité industrielle pour ENGIE incarnera la déclinaison commerciale de son démonstrateur GAYA.

L'implantation du site est pressentie au Havre, bénéficiant du soutien de la Communauté urbaine Le Havre Seine Métropole, dans le cadre du Programme d'investissement d'avenir « Le Havre, Ville portuaire intelligente ». L'unité sera alimentée par de la biomasse sèche issue des filières locales de bois-déchet, et des combustibles solides de récupération (CSR). Le site vise une production annuelle de 150 GWh de gaz dès 2026 pour traiter 70 000 tonnes de déchets par an.

4.2. LA GAZÉIFICATION HYDROTHERMALE

LE PROCÉDÉ DE GAZÉIFICATION HYDROTHERMALE

Source : GRTgaz/Cerema



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

La gazéification hydrothermale est un procédé thermo-chimique utilisant l'eau comme réactif indispensable pour convertir à haute pression (210 bars à 350 bars) et haute température (400 à 700 °C) des déchets organiques. L'eau, apportée soit au démarrage du procédé soit en continu à travers l'intrant, est recyclée en permanence. Ses conditions opératoires spécifiques permettent à la fois une production de gaz renouvelable ou bas carbone riche en méthane, injectable après traitement dans le réseau de gaz et la récupération des composants liquide (eau) et solides (minéraux dont métaux) contenus dans un intrant. Elles détruisent également toutes traces de polluants et de pathogènes, valorisent la présence éventuelle de microplastiques en gaz tout en limitant très fortement les déchets ultimes (métaux lourds).

La gazéification hydrothermale cible en particulier les déchets d'origine biogénique suivant :

- Les déchets et effluents des industries agroalimentaires ;
- Les déchets et effluents des industries chimie, papier, pharma, etc. ;
- Les déchets et effluents agricoles dont les effluents d'élevages non valorisables ;
- Les déchets organiques et effluents urbains ;
- Les boues issues de stations d'épuration (STEP) urbaines et industrielles ;
- Les boues de dragage et curage ;
- Les digestats issus d'installations de méthanisation non épandables localement.

■ LA TECHNOLOGIE AUGMENTE SENSIBLEMENT LE DEGRÉ DE VALORISATION GLOBALE DES DÉCHETS

La production de gaz est maximisée grâce à un taux de conversion du carbone très élevé se situant entre 85 et 99% en fonction de l'intrant valorisé. Grâce à une gestion très efficace de la chaleur nécessaire au procédé, un rendement énergétique global de 75 à 85% peut être assuré.

La technologie fonctionne en continu au sein d'une installation modulaire et très compacte transformant et valorisant en quelques minutes tout intrant admissible.

Enfin, la gazéification hydrothermale s'inscrit dans une dynamique d'économie circulaire en recyclant les composants liquides et solides contenus dans un déchet pour pouvoir les valoriser en tant que co-produits. En fonction du type d'intrants, elle est capable de récupérer de l'azote, des sels minéraux comme le phosphore (P) et le potassium (K) (valorisables en tant que fertilisants) et de l'eau, tout en réduisant fortement voire supprimant les déchets ultimes.

La gazéification hydrothermale peut donc être considérée comme une technologie de valorisation de déchets très complète se substituant à l'incinération ou l'enfouissement ou tout autre traitement représentant un moindre intérêt énergétique et/ou économique.

■ LA FILIÈRE GAZEIFICATION HYDROTHERMALE SE STRUCTURE, L'INTÉRÊT DES CLIENTS INDUSTRIELS SE CONFIRME

Une cinquantaine d'acteurs multidisciplinaires réunis dans le Groupe de Travail national gazéification hydrothermale (GT GH) se mobilisent pour structurer la filière visant son industrialisation d'ici 2026 en France. Comme preuve de ce dynamisme, ses membres ont travaillé à la rédaction d'un 1^{er} livre blanc intégrant un état des lieux de la technologie et de la filière en Europe tout en proposant des orientations stratégiques et une feuille de route pour son développement industriel en France.

En termes de production de gaz, les acteurs de la filière française estiment le potentiel de production de méthane de synthèse injectable dans le réseau à 2 TWh/an à horizon 2030 et à 50 TWh/an en 2050. Il s'agit à cet horizon de l'équivalent de 15% de la production globale de gaz renouvelable et bas-carbone (320 TWh/an) estimée atteignable par toute la filière gazière.

UNE PREMIÈRE INSTALLATION INDUSTRIELLE EN EUROPE (LA PLUS GRANDE AU MONDE) :

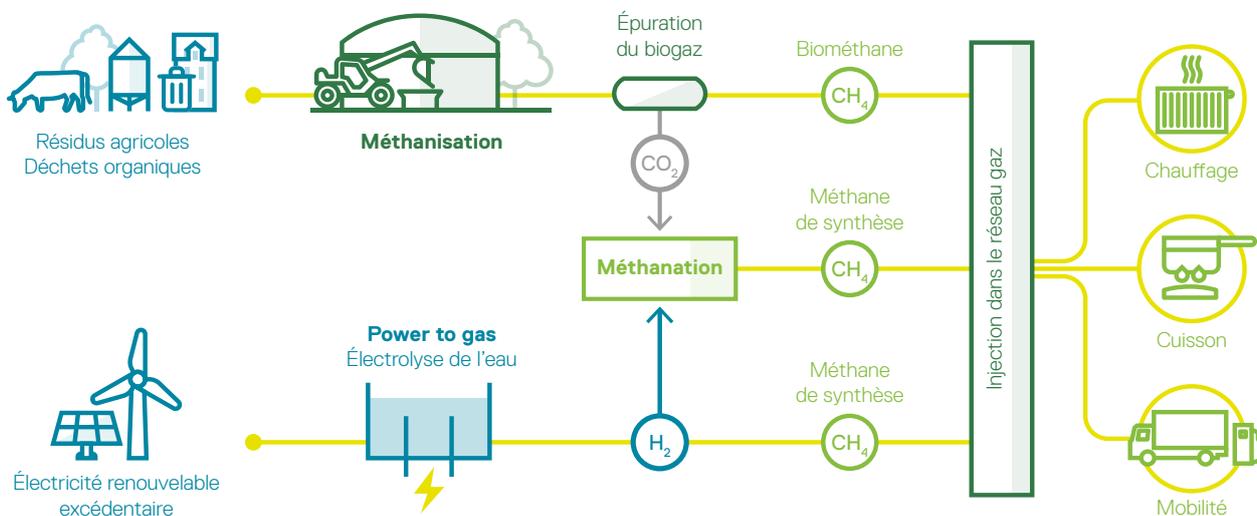
Après avoir réalisé l'optimisation d'un 1^{er} module de démonstration industriel (2 tonnes/h) en 2020, le 1^{er} projet industriel de l'entreprise SCW Systems (NL) à Alkmaar au Pays-Bas, le plus grand au monde, entrera en service commercial début 2023. En déployant 4 modules de 4 tonnes/h (soit environ 16 tonnes/h représentant 20 MWth) l'installation compte valoriser environ 120 000 tonnes/an d'un mélange de déchets organiques (boues, glycérol et microplastiques (< 5%)), pour une production globale de gaz estimée à environ 14 millions de Nm³/an, soit environ 150 GWh/an.

En France, du fait de la crise énergétique déclenchée début 2022 par la guerre en Ukraine, un nombre croissant d'acteurs économiques, en tête desquels les industriels issus des secteurs agro-alimentaire et chimique mais aussi des collectivités territoriales s'intéressent très activement au montage de premiers projets pilote ou de démonstration. Le projet le plus avancé est le projet de démonstration industrielle prévu à Saint-Nazaire visant une mise en œuvre en 2024.

4.3. LA MÉTHANATION

LE PROCÉDÉ DE MÉTHANATION

Source : GRDF



La méthanation consiste à produire du méthane de synthèse, ou « e-méthane », en combinant de l'hydrogène issu d'électrolyse (power to gas), et du CO₂ pouvant provenir de l'épuration de biogaz ou de processus industriels. Ainsi, grâce à la méthanation, chaque tonne de biomasse introduite dans un digesteur peut produire 70% de gaz renouvelable supplémentaire, par la valorisation du CO₂ récupéré lors de l'épuration du biogaz.

En complément d'usages directs de l'hydrogène, la méthanation permet de générer un gaz vert directement injectable et stockable dans les infrastructures gazières, utilisable pour

décarboner l'ensemble des usages (chaleur, mobilité, électricité matières premières). Le rôle d'équilibrage et de bouclage du système énergétique offert par la méthanation est notamment mis en avant dans le scénario prospectif de l'ADEME « Transitions 2050 » et le scénario NégaWatt 2022.

En s'appuyant sur la grande capacité de stockage et la flexibilité des infrastructures gazières, de nombreux pays européens ont d'ores et déjà initié des recherches en matière de power to gas, avec plus d'une dizaine de références de démonstrateurs de méthanation, notamment le projet Store&Go (Allemagne, Suisse, Italie).

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

La méthanation développe la circularité entre les technologies de production de gaz verts en valorisant le CO₂ issu de l'épuration du biogaz de méthanisation (ou de pyrogazéification de biomasse), pour un coût de captage quasi nul. De plus, la valorisation de ce CO₂ en méthane permet d'accroître la quantité totale de gaz verts produite et injectée, avec une quantité de biomasse mobilisée équivalente. Enfin, le procédé de méthanation génère de la chaleur valorisable localement. Cette complémentarité illustre l'intérêt d'un développement conjoint de la méthanation avec les autres filières dans des régions productrices de gaz et d'électricité renouvelables.

Il existe deux grandes familles technologiques pour la méthanation :

- La méthanation catalytique, qui utilise un catalyseur, généralement à base de nickel, pour faciliter la réaction de conversion de l'hydrogène et du CO₂ en méthane ;
- La méthanation biologique, qui exploite les capacités de certaines bactéries, les archées, pour stimuler et faciliter la réaction.

Plusieurs acteurs français sont ainsi reconnus et particulièrement actifs pour développer des équipements et solutions techniques : Khimod (avec le CEA), Energo ou TOP Industries pour la méthanation catalytique, et Enosis, Arkolia, ou l'ENSAIA (Nancy) pour la méthanation biologique.

4.4. HYDROGÈNE RENOUVELABLE

LE PRINCIPE

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

■ UNE FORTE DYNAMIQUE EST ENGAGÉE AUX NIVEAUX FRANÇAIS ET EUROPÉEN

Pour mieux identifier les besoins des futurs producteurs et consommateurs, GRTgaz et Téréga avaient lancé en juin 2021 la première consultation nationale du marché de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone pour identifier les besoins des acteurs du marché de l'hydrogène en particulier en matière de logistique. Plus de 130 acteurs y avaient répondu. Cette consultation permettait d'identifier clairement 7 grands bassins industriels au sein desquels se concentraient la majorité des besoins en consommation et des projets de production. Pour aller plus loin dans la démarche, GRTgaz et TEREKA ont initié en 2022 des ateliers territoriaux dans la plupart de ces bassins : Dunkerque, Toulouse, Fos, Vallée de la Seine, Vallée de la Chimie à Lyon et le bassin sud-ouest. Les fortes dynamiques territoriales se sont confirmées et permettent de développer les premiers projets territoriaux.

Parallèlement, la nécessité d'interconnecter à terme ces bassins pour créer un marché de l'hydrogène à l'échelle européenne et exploiter au maximum les potentiels de production d'hydrogène renouvelable issus du sud de l'Europe se confirme. Ces perspectives se concrétisent à travers les annonces des dirigeants français, espagnols, portugais et allemands sur le projet H2Med, projet de corridor de transport massif d'hydrogène comprenant notamment la liaison Barcelone-Marseille (BARMAR), les projets Hysow porté par Téréga et Hyfen porté par GRTgaz.

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

Le projet MosaHYc, piloté par GRTgaz, est une illustration concrète du développement d'un réseau d'hydrogène à l'échelle d'un bassin industriel. Ce projet de canalisation de transport d'hydrogène pur de 100 km s'appuyant essentiellement sur de la conversion de canalisation de gaz naturel, est un trait d'union entre les producteurs et les consommateurs. Ce réseau permet de répondre aux enjeux de compétitivité et de sécurité d'approvisionnement en donnant accès à un même réseau à plusieurs producteurs et plusieurs consommateurs, quels que soient leurs volumes de production ou consommation. Visant à être opérationnel en 2027, cet écosystème a la particularité d'être transfrontalier avec l'Allemagne et permet à GRTgaz, CREOS et ENCEVO de proposer une première intégration européenne de l'hydrogène en vue d'un réseau plus large « European Hydrogen Backbone ».

L'étude de faisabilité a été achevée en 2022 et le projet a été désigné lauréat de l'appel à projets briques technologiques et démonstrateurs hydrogène lancé par l'ADEME, ce qui permettra de poursuivre les travaux de recherche et développement liés à la reconversion de canalisation.

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

Ont contribué à cette édition :

GRDF : Étienne GOUDAL, Alexis MASSE

GRTgaz : Anne EVRARD, Jean-Marc LE GALL

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

SPEGNN : Roger BOCK

Teréga : Grégory BUGLER, Merouane BELGHIT

GRDF · Gaz Réseau Distribution France · Société Anonyme au capital de 1800745000 euros · RCS Paris 444 786 511 · www.grdf.fr

GRTgaz · Société Anonyme au capital de 639724770 euros · RCS Nanterre 440 117 620 · www.grtgaz.com

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

SPEGNN · Syndicat professionnel des entreprises locales gazières · www.spegnn.fr

Teréga · Société Anonyme au capital de 17579088 euros · RCS Pau 095 580 841 · www.terega.fr

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

Couverture : Site de méthanisation agricole BIOMETHAVERNE. Bassy (74). Crédit photo : Grégory Brandel / GRDF.

© Mars 2023. Conception graphique : THINK UP. Impression sur papier certifié FSC, issu de forêts gérées durablement et de sources contrôlées.