AMORCE

DÉCHETS | ÉNERGIE | EAU











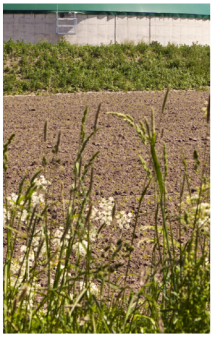
L'ÉLU, la méthanisation et le biogaz



















Avec la participation de

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Liberté
Égalité
Fraternité

ADEME
AGENCE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE

Dans la collection Guide de l'Élu

DÉCHETS | ÉNERGIE | EAU

Rassemblant plus de 1000 adhérents pour 60 millions d'habitants représentés, AMORCE constitue le premier réseau français d'information, de partage d'expériences et d'accompagnement des collectivités (communes, intercommunalités, conseils départementaux, conseils régionaux) **et autres acteurs locaux** (entreprises, associations, fédérations professionnelles) en matière de transition énergétique, de gestion territoriale des déchets et de gestion durable de l'eau.

Force de proposition indépendante et interlocutrice privilégiée des pouvoirs publics, AMORCE est aujourd'hui la principale représentante des territoires engagés dans la transition écologique. Partenaire privilégiée des autres associations représentatives des collectivités, des fédérations professionnelles et des organisations non gouvernementales, AMORCE participe et intervient dans tous les grands débats et négociations nationaux et siège dans les principales instances de gouvernance française en matière d'énergie, d'eau et de gestion des déchets.

Créée en 1987, elle est largement reconnue au niveau national pour sa représentativité, son indépendance et son expertise, qui lui valent d'obtenir régulièrement des avancées majeures (TVA réduite sur les déchets et sur les réseaux de chaleur, création du Fonds Chaleur, éligibilité des collectivités aux certificats d'économie d'énergie, création de nouvelles filières de responsabilité élargie des producteurs, signalétique de tri sur les produits de grande consommation, généralisation des plans climat-air-énergie, obligation de rénovation des logements énergivores, réduction de la précarité énergétique, renforcement de la coordination des réseaux de distribution d'énergie, etc.).

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Liberté
Égalité
Fraternité

ADEME
AGENCE DE LA TRANSITION ÉCOLOGIQUE

L'Agence de la transition écologique (ADEME) - l'Agence de la transition écologique -, nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources.

Sur tous les fronts, nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse. Dans tous les domaines - énergie, air, économie circulaire, gaspillage alimentaire, déchets, sols, etc. - nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions.

À tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de la Transition écologique et solidaire et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

Contact pour ce guide : Jacques WIART

ADEME
20, avenue du Grésillé, BP 90406 - 49004 Angers Cedex 01
Tel : 02 41 20 41 20
www.ademe.fr - @ademe

AMORCE / ADEME - Janvier 2022

Guide réalisé en partenariat et avec le soutien technique et financier de l'ADEME

SOMMAIRE

Présentation d'AMORCE..... 2
Présentation de l'ADEME..... 3

AVANT-PROPOS..... 5

CHAPITRE 1
QUELLES AMBITIONS POUR LE BIOGAZ ?..... 8

1.1. Le gaz, du fossile au renouvelable 11
1.2. Contexte international..... 16
1.3. Le biogaz en France..... 17

CHAPITRE 2
MÉTHANISATION ET BIOGAZ 24

2.1. Le process de traitement anaérobie..... 25
2.2. Les intrants..... 28
2.3. Les diverses valorisations..... 30

CHAPITRE 3
DÉVELOPPER LA MÉTHANISATION DANS LES TERRITOIRES..... 34

3.1. Déterminer le potentiel du territoire..... 35
3.2. Construire une offre de production et de valorisation énergétique du biogaz..... 45
3.3. Valorisation organique : pilier de l'économie circulaire territoriale..... 52

CHAPITRE 4
STRATÉGIE ET ACTIONS DES COLLECTIVITÉS..... 56

4.1. Déroulement d'un projet..... 58
4.2. Faciliter le développement des projets de son territoire..... 63
4.3. Participer au montage d'un projet ou porter un projet en propre..... 70

ANNEXES..... 73

GLOSSAIRE 76

BIBLIOGRAPHIE 77

AVANT PROPOS

La lutte contre le changement climatique et le développement de l'économie circulaire sont des enjeux majeurs désormais bien identifiés dans les politiques publiques à tous les niveaux, notamment celles des collectivités territoriales. En matière d'énergie, la réduction des émissions de gaz à effet de serre, la maîtrise des consommations et la production d'énergie renouvelable en sont les points clefs. De surcroît, pour les communes, intercommunalités, départements et régions, exploiter localement des énergies propres et durables constitue une opportunité de développer les territoires par une diversification des activités économiques tournées vers l'avenir et une valorisation du patrimoine.

Avec la récente loi énergie climat[1] et la programmation pluriannuelle de l'énergie de 2020[2], donnant des objectifs pour 2023, 2028, 2030 et 2050, la France entend mener des actions sur tous les fronts. Pour la production d'énergies renouvelables dans leur ensemble, la capacité des installations devra être augmentée de 50 % en 2023 par rapport à 2017 et doublée en 2028. Au niveau territorial, des objectifs sont fixés dans les schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) et les plans climat air énergie territoriaux (PCAET).

Avec 28,9 Mtep (millions de tonnes équivalent pétrole) consommés en 2019, le gaz naturel représente 19 % des consommations d'énergie finale française et 22 %[3] des émissions carbone sur le territoire. Décarboner le gaz est donc un enjeu majeur dans la trajectoire de neutralité carbone Il est essentiellement importé du nord de l'Europe. Moins émetteur de gaz à effet de serre que le pétrole ou le charbon, le gaz naturel reste une énergie fossile qui doit laisser place aux énergies décarbonées afin d'atteindre les objectifs de lutte contre le dérèglement climatique. La production de biométhane, issue de l'épuration du biogaz produit par méthanisation (réaction biologique de décomposition de matières organiques) constitue la première génération de gaz vert substituable au gaz naturel fossile. D'autres procédés, tels que la pyrogazéification ou méthanation peuvent également accroître la production de gaz vert mais ils sont à des niveaux de maturité différents.

Une grande quantité de substrats organiques de nature diverse est valorisable énergétiquement en biogaz. C'est notamment le cas :

- des déchets et résidus issus d'activités agricoles et économiques (industrielles et agro-alimentaires) dont la gestion est assurée par ces acteurs ;
- des déchets organiques municipaux (issus des ménages ou des services) dont la gestion est assurée par les collectivités, en particulier le service public de gestion des déchets pour les flux ménagers et assimilés ;
- des sous-produits d'assainissement, principalement des boues d'épuration urbaines et graisses issues notamment des services publics d'assainissement ;

Concernant les déchets agricoles, la méthanisation est un procédé dont l'essor s'est

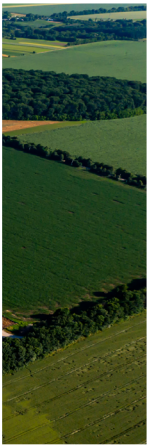
1 - LOI n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat
2 - Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie
3 - Rapport SECTEN 2021, CITEPA

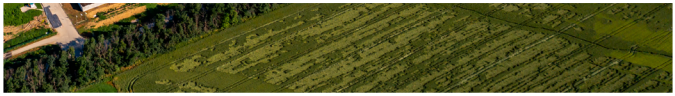
nettement accentué ces dix dernières années, faisant de ces gisements les principaux substrats valorisés en biogaz à ce jour.

Le développement de la méthanisation et sa production de biogaz constitue un enjeu de premier plan en matière de valorisation des déchets organiques, dont ceux produits par les ménages et dont la gestion est assurée par les collectivités. En effet, on estime à **18 millions de tonnes le gisement de biodéchets ménagers valorisables annuellement**[4], notamment sous forme de biogaz, mais également en matières fertilisantes via la production de digestats valorisables sur le plan agronomique, et constituant *in fine* un bouclage du cycle de la matière organique. Un important potentiel de développement de la filière réside également dans la valorisation des boues de stations d'épuration des eaux usées ou des biodéchets issus des ménages et des activités économiques. Si la filière de traitement des boues a déjà intégré des solutions de valorisation énergétique via un procédé de méthanisation sur certains gros sites (près de 100 STEU[5] équipées d'un méthaniseur), les filières de valorisation des biodéchets ménagers et assimilés par méthanisation sont moins développées. Or, ce retard pourrait être prochainement rattrapé en vertu de la réglementation en vigueur, qui prévoit que soit étendue d'ici à fin 2023 à tous les producteurs l'obligation de tri à la source des biodéchets, initiant de nouvelles perspectives de développement pour la filière de méthanisation.

Néanmoins, quel que soit le type de déchets organiques, dans le cadre de la mise en place d'un projet de méthanisation, il est nécessaire d'initier en amont une réflexion sur les caractéristiques territoriales, les besoins, les outils, les acteurs ainsi que des débouchés sur le territoire.



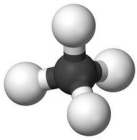


4 - ADEME, Etude technico-économique de la collecte séparée des biodéchets, 2018
5 - Station de Traitement des Eaux Usées.

Avec ce guide, AMORCE et l'ADEME proposent de partager les enjeux transversaux du déploiement de la méthanisation et de la production de biogaz dans les territoires, qui sont au croisement des compétences en matière de stratégies climat-énergie mais aussi de traitement des déchets et de gestion de l'assainissement. Ce document a pour objectif d'apporter aux élus des collectivités des éléments clés de compréhension et d'information pour accompagner leur prise de décision en faveur de projets cohérents à l'échelle territoriale de méthanisation des déchets organiques et de production de biogaz.

Chimie :
Les molécules sont composées de plusieurs atomes.
C : atome de carbone, **H :** atome d'hydrogène.
CH_4 - méthane : 1 atome de carbone, 4 atomes d'hydrogène



CHAPITRE 1



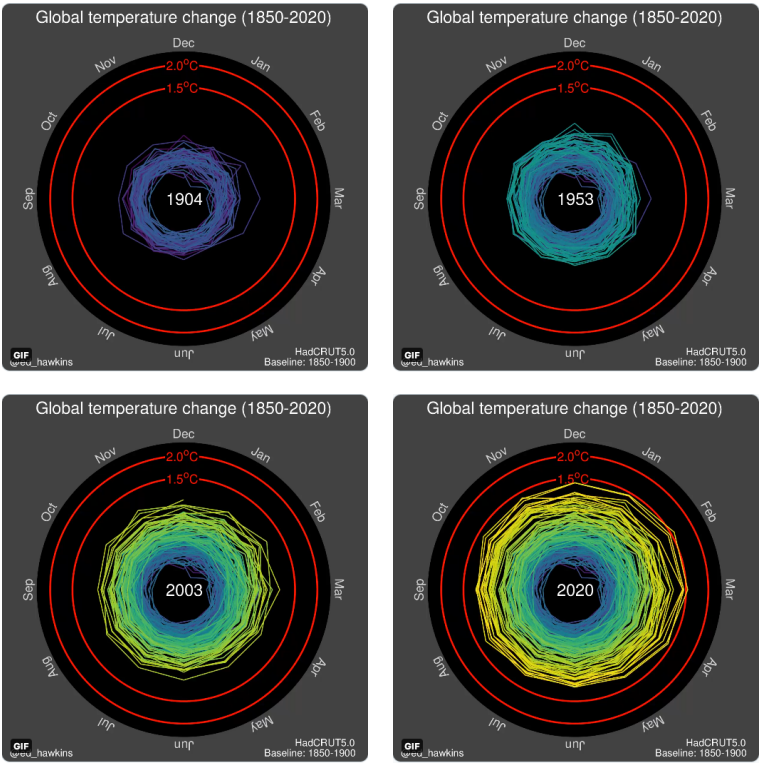
Quelles ambitions pour le biogaz ?



À l'aube de cette décennie, nous entrons dans une période de grand changement. La sortie de la crise sanitaire de la Covid 19 va définir les grandes limites de nos modes de vie, nos liens sociaux et avec la nature. Nos émissions de gaz à effet de serre étant directement liées à nos consommations énergétiques, nous devons repenser nos services énergétiques afin de privilégier la sobriété, l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables. Ainsi, toute technologie pour laisser les énergies fossiles dans le sous-sol de la Terre est à développer.

Les sept dernières années ont été les plus chaudes jamais enregistrées, **le changement climatique impacte déjà nos vies**. Dans tous les rapports scientifiques, *ces années 20*, définiront la face de notre planète pour les 50, 100 ans à venir. En parallèle, nous n'avons jamais autant agi, pour minimiser les émissions de gaz à effet de serre. Hélas, cela ne va pas assez vite pour limiter une hausse des températures déjà en marche et ses conséquences directes et indirectes.

Figure 1 : Changement de température moyenne 1850-2020. Chaque ligne représente une année. On comprend qu'au cours des 20 dernières années, l'accélération a été bien plus forte qu'au cours du 20e siècle.

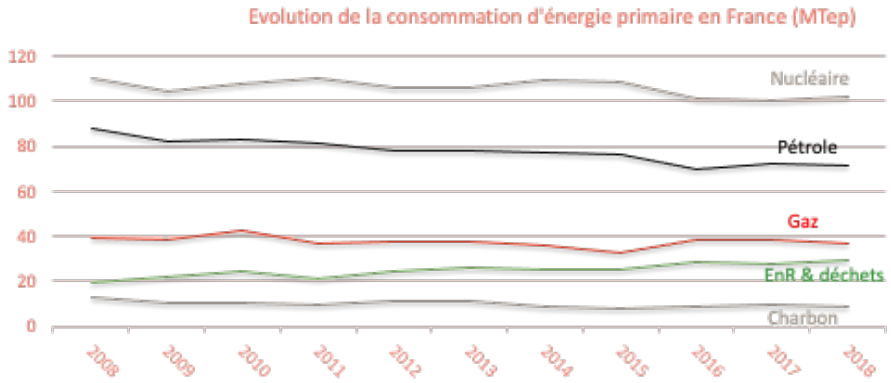


Source : Animation de Ed Hawkins (Climatologue britannique)

Dans son rapport spécial de 2018 sur l'atteinte de l'objectif ambitieux des +1,5°C en 2100, le Groupe d'experts Intergouvernemental pour l'Evolution du Climat (GIEC) indique que pour respecter cet objectif, **il faut réduire les émissions de gaz à effet de serre de 45 % d'ici 2030 par rapport à 2010**. Dans ce contexte, l'Europe et la France ont fixé un objectif de neutralité carbone d'ici 2050, avec une réduction de 55 % des émissions de CO_2 d'ici 2030 par rapport à 1990. La transition énergétique et écologique est certes en route mais il faut en effet l'accélérer.

Aujourd'hui, l'exploitation des ressources fossiles se poursuit toujours à un niveau élevé. En 2016, la consommation de charbon, pétrole et gaz naturel sont responsables, respectivement de 39 %, 30 % et 19 % des émissions de CO_2 mondiales[6]. En France, en 2018, ce sont toujours 47,5 % des ressources primaires d'énergie qui proviennent du gaz, du pétrole et du charbon.

Figure 2 : Consommation d'énergie primaire en France en million de tonnes équivalent pétrole



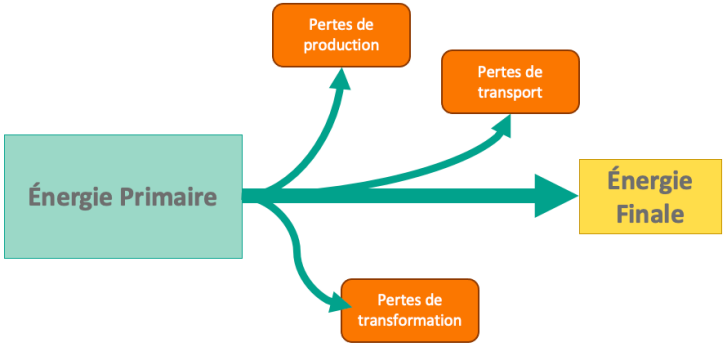
Source : Chiffres clés de l'énergie renouvelable – SDES

Plus diversifié et décentralisé, le mix énergétique de demain doit faire appel aux ressources renouvelables et de récupération de nos territoires. Le recours à ces sources d'énergie locales permet en outre d'accroître les retombées locales économiques et sociales pour les territoires.

En augmentant la résilience des territoires et en faisant évoluer le modèle actuel fondé sur une dépendance énergétique circuit-long vers une interdépendance entre les territoires, les collectivités seront dès lors pleinement actrices de la transition énergétique et écologique.

6 - Chiffres clés du climat Edition 2021 : SDES d'après EDGAR (Emissions Database for Global Atmospheric research) 2019 et AIE (Agence Internationale de l'Énergie) 2020

Énergie primaire et énergie finale :
L'énergie finale est l'énergie consommée par les utilisateurs finaux (industries, ménages, services, agriculture, transports etc.). L'énergie primaire est l'énergie brute avant son transport, ses transformations avec des rendements techniques variant selon les technologies et les vecteurs énergétiques. En France, la consommation d'énergie primaire en 2020 est de 2 657 TWh et la consommation d'énergie finale de 1 633 TWh[7]. L'année 2020 a été une année spéciale, car la baisse de 10 % par rapport à 2019[8] est à corréler avec le phénomène de la crise de la Covid 19 et la contraction de l'activité économique.



1.1. Le gaz, du fossile au renouvelable

Retour en arrière

Le gaz naturel, tout comme le pétrole ou le charbon, est une énergie fossile. Tous sont issus de la décomposition de matières organiques sur des dizaines à des centaines de millions d'années. L'état gazeux de cette énergie a retardé son exploitation par l'homme. Le pétrole, avant son usage énergétique, était déjà utilisé par les hommes dans l'antiquité (étanchéité, graisse, médicament). Le gaz naturel est visible à travers l'Histoire sous l'angle du "culte du feu" dans différentes civilisations (des feux naturels de surface au-dessus de gisements d'énergie fossile).

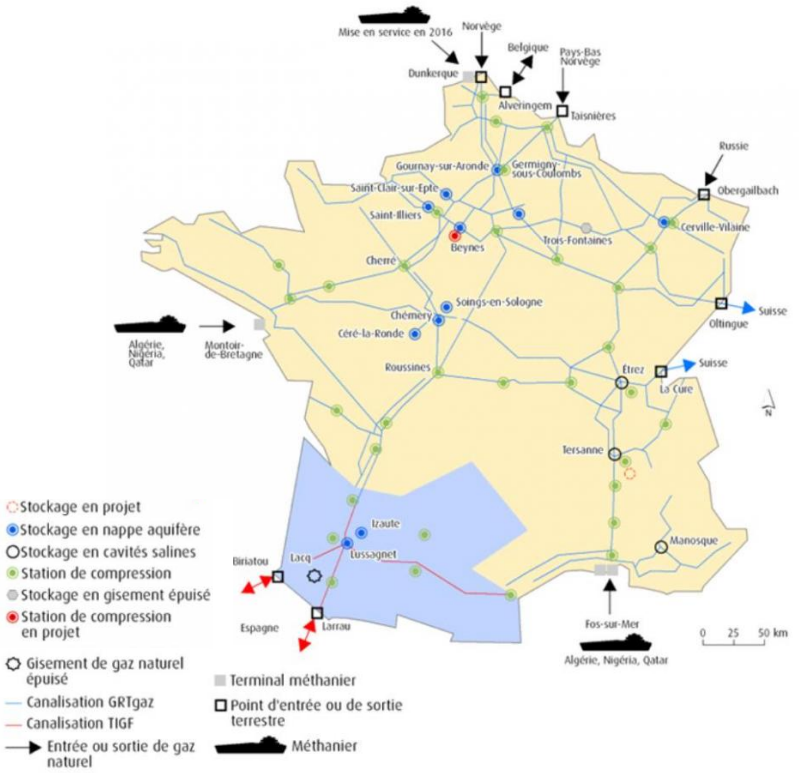
L'utilisation industrielle du gaz a commencé par l'exploitation d'un gaz coproduit[9], issu de la transformation de la houille[10] en coke[11] ("gaz de houille"). Le développement du charbon de coke/houille (charbon de roche) s'est accéléré suite à un risque de pénurie du charbon de bois. Au côté de ses usages industriels, le gaz de houille a permis de nouveaux usages pour les zones urbaines, notamment avec le déploiement du gaz de ville pour l'éclairage, le chauffage et la cuisine au gaz. La première société de production de gaz de ville date de 1819 en France (Société Royale de Paris). En 1821, on compte près de 4 usines de distillation du gaz de houille sur le territoire.

7 - Datalab Bilan énergétique provisoire 2020 - SDES - 04/2021
8 - Datalab Bilan énergétique provisoire 2020 - SDES - 04/2021
9 - Coproduit : élément produit à l'occasion d'une transformation.
10 - Charbon présentant une qualité entre 80 et 90 % d'élément carbone
11 - Le coke est utilisé pour transformer le minerai de fer en fonte, transformée à son tour en acier

Depuis 1946, c'est Gaz de France qui développe et adapte les réseaux de transport et de distribution de gaz en conséquence. En 1957, la France s'approvisionne directement depuis un gisement naturel de gaz (gisement de Lacq, dans les Pyrénées-Atlantiques). Ce "nouveau" gaz présente une densité énergétique[12] double de celle du gaz de houille. L'usage de ce gaz, dit "naturel" est généralisé dès 1962.

Aujourd'hui, 98 % du gaz naturel consommé en France est importé. Il provient essentiellement de Norvège (35 %) et de Russie (24 %), puis d'autres pays comme le Nigéria (7 %) ou les Pays-Bas (7 %)[13]. Ces importations se font soit via des connexions transfrontalières (Espagne, Suisse, Belgique, Allemagne), ou par les terminaux méthaniers (Fos-sur-Mer, Montoir-de-Bretagne, Dunkerque) qui sont livrés en gaz naturel liquéfié par des méthaniers.

Figure 3 : points d'interconnexion et terminaux méthaniers



source : GRTgaz, TIGF, DGEC
Le fond jaune correspond au réseau de transport géré par GRT, et le fond bleu correspond au réseau de transport géré par TEREGA (ex-TIGF)

12 - Un pouvoir calorifique
13 - Rapport Energie BP 2020

Vers du gaz renouvelable

Le gaz naturel est une énergie fossile que l'on extrait des sous-sols marins ou terrestres, cependant il existe sa version renouvelable. Le terme "renouvelable" correspond à l'adéquation entre le rythme de consommation d'une ressource et son temps de régénérescence.

Les matières organiques produisent du gaz lors de leur décomposition. Elles se distinguent par des origines et compositions variables suivant qu'il s'agit par exemple de biodéchets des ménages, de déchets verts, de fractions fermentescibles des déchets ménagers, de déchets de cultures et résidus agricoles, d'effluents d'élevage, de biodéchets de la restauration, de déchets d'industries agroalimentaires ou de boues de station d'épuration des eaux usées.



Quelques définitions :
En l'absence d'air, la décomposition des matières organiques produit un biogaz riche en méthane, et contenant aussi du CO_2 et de l'eau. C'est le principe de la **méthanisation**.

À l'inverse, en présence d'air, la production de CO_2 est maximisée, et celle de CH_4 (méthane) quasi-inexistante : c'est le principe du **compostage**.

Une fois produit, le biogaz obtenu nécessite d'être traité en vue d'une valorisation. L'épuration du biogaz permet notamment d'obtenir un gaz ayant les mêmes caractéristiques que le gaz naturel (on sépare le méthane du CO_2 et d'autres molécules), il s'agit du **biométhane**.

À ses débuts, la méthanisation n'a pas été utilisée pour la production d'énergies renouvelables mais pour le traitement des pollutions. Le biogaz est connu depuis longtemps dans les élevages, appelé alors "gaz de fumier". Ce n'est qu'à la fin du 19ème siècle qu'un agronome français, Ulysse Gayon découvre le pouvoir énergétique de ce gaz. Dans un compte rendu des séances de l'Académie des Sciences datant de 1884, on trouve une mention des « expériences de chauffage et d'éclairage de gaz provenant d'une bonbonne de 100 litres pleine de fumier et d'eau ».

Dès les années 1930, certaines stations d'épuration sont équipées d'un système de méthanisation et l'injection du gaz dans les réseaux est envisagée. A la même période, la récupération de biogaz sur une méthanisation agricole est testée. Pour la méthanisation des ordures ménagères, ce n'est qu'en 1988 qu'une société a réalisé des premiers essais Voiron (38), puis une unité de taille industrielle à Amiens (procédé VALORGA).

A l'exception de la méthanisation à partir des boues d'épuration, les coûts de la technologie et des enjeux techniques complexes n'ont pas permis un essor important de cette filière avant les années 2000. La méthanisation de boues de station d'épuration permet de répondre au premier enjeu de réduction des déchets en réduisant de plus de 30 % les boues à évacuer. On parle alors de digesteur car ces ouvrages ont d'abord été construit pour réduire le volume. Le biogaz coproduit de la digestion a longtemps été brûlé. Mais le savoir-faire acquis et les mécanismes de soutien mis en place par les pouvoirs publics, permettent une accélération du déploiement de cette technologie,

stimulée par les injonctions de l'urgence climatique.

En termes environnementaux, la production de biogaz présente un fort intérêt car elle contribue à la décarbonation du système gazier. Au lieu de brûler du gaz issu des chaînes carbonées fossiles, il s'agit d'utiliser le carbone émis naturellement par l'activité humaine (biogénique).
La consommation d'un gaz renouvable permet de réduire d'environ 90 %[14] l'empreinte carbone par rapport au même usage avec un gaz conventionnel.
On produit aujourd'hui le gaz renouvelable par différentes méthodes :

- **Extraction de biogaz, dit "gaz de décharge" des ordures ménagères :** il s'agit de biogaz capté dans les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) ;
- **Fermentation anaérobie** en réacteur fermé de matières organiques diverses, appelée **méthanisation :**
  - méthanisation de boues de stations d'épuration des eaux usées,
  - méthanisation de déchets non dangereux ou de matières végétales brutes.
- **Pyrogazéification** des matières premières organiques et production d'un gaz de synthèse aussi appelé syngas ou syngaz ;
- **Power-to-gas :** production de gaz à partir d'électricité.

Power-to-gas
Ce terme signifie littéralement "de l'électricité au gaz". Il s'agit de convertir de l'électricité en hydrogène par électrolyse de l'eau. Cette électrolyse de l'eau nécessite des installations de production d'électricité renouvelable. L'hydrogène ainsi obtenu peut être transformé en biogaz via une étape de méthanation : *hydrogène (H_2) et dioxyde de carbone (CO_2) => méthane (CH_4) et de l'eau (H_2O)*
Ce procédé pourrait représenter 40 % de la consommation de gaz renouvelable en 2050 selon l'ADEME. L'hydrogène peut aussi être injecté directement dans le réseau de gaz[15].

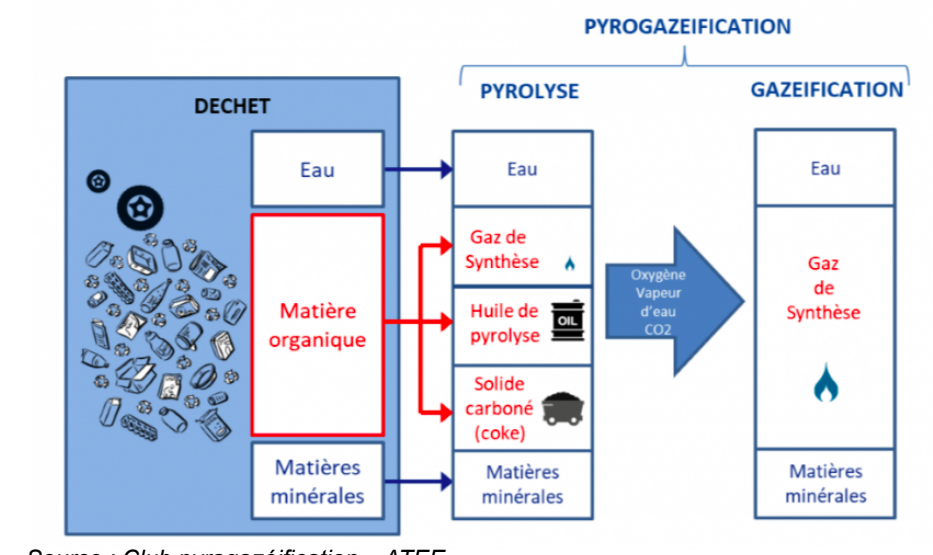
La pyrogazéification
La pyrogazéification comprend :

- une étape de pyrolyse, procédé qui consiste à chauffer à haute température (entre 400 et 1500°C) des matières organiques en présence de très peu d'oxygène, permettant d'obtenir une phase solide (charbon, char ou coke), une phase liquide (huile de pyrolyse) et une phase gazeuse combustible dite gaz de synthèse
- une étape de gazéification des phases solide et liquide produites par la pyrolyse, la production d'un gaz composé d'hydrogène (H_2), de monoxyde de carbone (CO), de dioxyde de carbone (CO_2) et méthane((CH_4).

Ce gaz peut être utilisé, après épuration, en injection dans les réseaux (biométhane) ou en mobilité (bioGnV - biogaz naturel pour véhicules).

14 - « Evaluation des impacts GES de la production et l'injection du biomethane dans le reseau de gaz naturel », Quantis et ENEA, 2017
15 - Loi climat énergie (2019) et ordonnance du 17 février 2021 qui ouvrent la possibilité d'injection de l'hydrogène et de gaz renouvelables dans les réseaux gaziers.

Figure 4 : Schéma de principe des procédés de pyrogazéification



Source : Club pyragazéification – ATEE

Les intrants utilisés par les premières installations de pyrogazéification, sont des résidus peu ou mal valorisés :

- de la biomasse résiduelle : bois, matières lignocellulosiques non valorisables par méthanisation ou combustion ;
- des déchets résiduels : combustibles solides de récupération (CSR), pneus, boues séchées de stations d'épuration des eaux usées (STEP)

Ce procédé, encore coûteux, est expérimenté dans différents territoires comme à Rouen, où des biocombustibles sont gazéifiés. Le gaz produit est brûlé dans une centrale à gaz qui alimente le réseau de chaleur local. Au Havre, une première unité industrielle en 2023 devrait être construite avec la production de gaz et de chaleur renouvelable à partir de déchets non recyclables (projet Salamandre).

Ce procédé pourrait représenter 30 % de la consommation de gaz renouvelable en 2050 d'après l'ADEME.

Une variante est la **gazéification hydrothermale** qui se fait à haute pression (250 à 300 bars) et à une température plus faible (entre 400 à 700°C) à partir de déchets organiques liquides (taux de matière sèche faible, entre 5 et 25%). Ce procédé encore en développement se concentre notamment sur quatre catégories d'intrants : les boues de stations d'épuration d'eaux usées, les digestats issus d'unités de méthanisation, les effluents organiques d'activités industrielles et les effluents liquides issus d'activités d'élevage. Plusieurs projets pilotes sur le territoire de l'agglomération de Saint-Nazaire sont en cours pour affiner les conditions de pré-traitement des effluents (cf. LAA 71 - avril 2021), avec un objectif de projets opérationnels à partir de 2025.

1.2. Contexte international

Si le gaz naturel ne représente que 7 % de la consommation mondiale d'énergie primaire en 1950, il a atteint en 2018, 24,2% de la consommation mondiale d'énergie[16]. Parmi les énergies fossiles (pétrole, charbon, gaz naturel), le gaz naturel est le seul à voir ses parts de marchés augmenter. Cette augmentation est due au remplacement de centrales à charbon en centrales à gaz. En effet, cela représente en 2019 plus de la moitié de la croissance de la consommation de gaz.

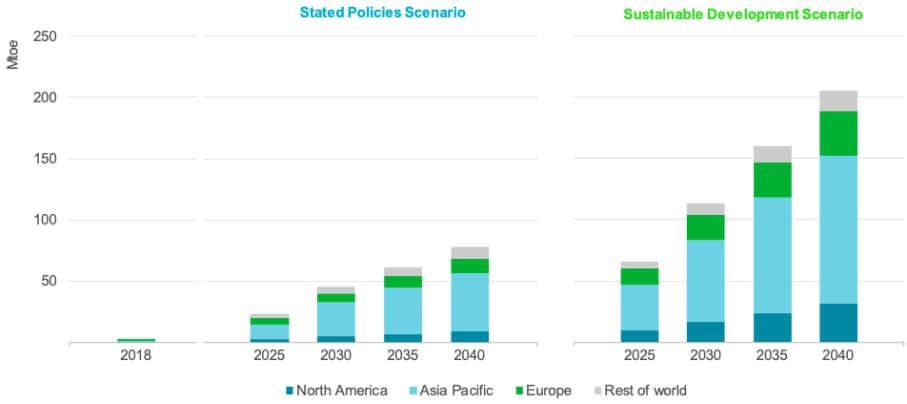
Le biogaz ne représente que 0,1% de la production de gaz mondiale[17]. La situation exceptionnelle en 2020 avec une baisse de la demande historique d'énergie a fait chuter les prix des énergies fossiles avec un risque de ralentissement du développement de la méthanisation. Dès la fin de l'année 2020, les cours du gaz avaient repris leur niveau pré-COVID. En 2021, le cours du gaz naturel a flambé et dépassé un nouveau record de prix en octobre. Les estimations de l'Agence Internationale de l'Énergie indiquent une croissance de 12% par an du volume de biogaz.

Dans le rapport prospectif « *Outlook for biogas and biomethane* » de l'Agence Internationale de l'Energie[18], deux scénarios sont présentés (cf. Figure 5).

- le « *Stated Policies Scenario* » est un modèle reprenant tous les engagements internationaux et nationaux pris par les Etats.
- le « *Sustainable Development Scenario* » est un modèle proposant toutes les évolutions réalisables pour rester en dessous de 2°C d'augmentation de température d'ici 2100.

Les deux scénarii montrent une croissance rapide de la production de biogaz à travers le monde, très largement menée par l'Asie.

Figure 5 - Potentiel de développement du biogaz dans le monde selon deux scénarios



Source : IEA - Outlook for biogas and biomethane, Prospective for organic growth

16 - BP Statistical Review of World Energy 2020
17 - Agence Internationale de l'Energie, *Outlook for biogas and biomethane*, 2020
18 - Agence Internationale de l'Energie, *Outlook for biogas and biomethane*, 2020

Ce qu'il faut retenir :

- Les perspectives de développement de la production de biogaz sont importantes à travers le monde, avec un potentiel très fort en Asie Pacifique.
- Le biogaz peut se substituer en partie aux consommations de gaz naturel. En dehors des enjeux techniques, le cours du gaz sur la place mondiale impacte directement la vitesse de développement de la filière et le coût pour la société.
- Son développement dépend du cadre de soutien tarifaire mis en place dans chaque pays.

1.3. Le biogaz en France

1.3.1. Objectifs et évolution des filières liées au gaz

En 2009, dans son rapport *Agriculture durable et biogaz*[19], le Parlement européen reconnaît le biogaz comme "une *source énergétique vitale qui contribue à un développement économique, agricole et rural durable ainsi qu'à la protection de l'environnement*". Dans la première version de la directive européenne Énergies renouvelables (RED I) de 2009, la Commission encourage le développement de la production de biogaz. En 2010, la France transmet son Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables à la Commission européenne en 2010 prévoyant une augmentation de capacité d'installations produisant de l'électricité à partir de biogaz de 500 MW entre 2008 et 2020. Dès 2011, la France propose un mécanisme de soutien à la filière biogaz.

En France, le gaz naturel représente 15,2 % de la consommation d'énergie primaire[20] (19% de la consommation d'énergie finale). La loi de transition énergétique[21] a fixé comme objectif d'atteindre 10% de biogaz dans la consommation de gaz en 2030, ce qui permettrait une baisse de 3% de nos émissions de CO_2. Ce chiffre comptabilise à la fois les émissions évitées lors de la combustion du gaz naturel (fossile) et lors de la récupération des gaz émis lors de la dégradation de matières organiques.

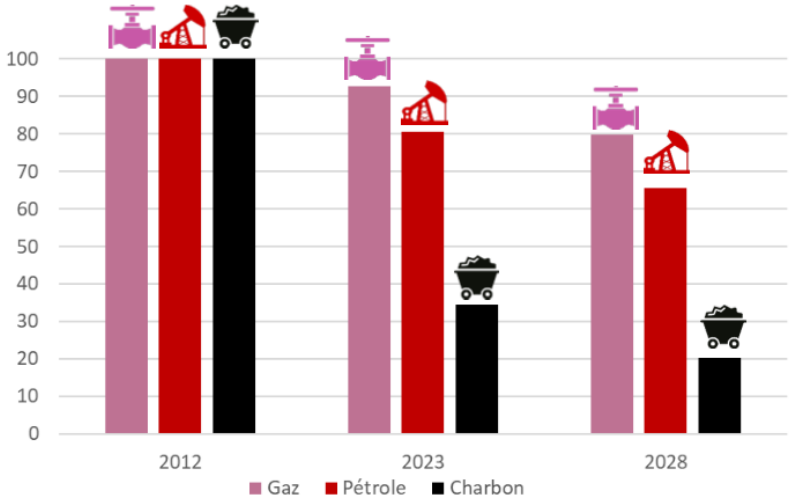
Du côté de la gestion des déchets, le Grenelle de l'environnement et les lois qui le suivent favorisent l'expansion de ce type de traitement, en imposant des objectifs de recyclage et de valorisation des déchets (dont celle des déchets organiques). Ces objectifs sont rehaussés lors de la loi de transition énergétique précitée[22]. Celle-ci fixe un objectif de valorisation matière des déchets non dangereux, non inertes à 55% en 2020 et 65% en 2025. Elle prévoit également une réduction de l'enfouissement des déchets ménagers et assimilés (DMA) de 50% d'ici à 2025. Également, les récentes lois et transpositions de la directive européenne de 2018 donnent un angle majeur à la stratégie nationale de gestion des biodéchets. **Elles instituent une généralisation du tri à la source des biodéchets de tous les producteurs (dont ceux des ménages) d'ici à fin 2023.**

19 - Résolution du Parlement européen du 12 mars 2008 sur l'agriculture durable et le biogaz
20 - Les chiffres clés de l'énergie 2020, Commissariat Générale du Développement Durable
21 et 22- LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

La programmation pluriannuelle de l'énergie[23](PPE) publiée en 2020, fixe les objectifs pour 2023 et 2028. Elle cible principalement le développement du biométhane injecté dans les réseaux de gaz et la production d'électricité dans une moindre mesure. Ainsi, l'objectif est d'atteindre un taux de biogaz dans les réseaux de gaz 4 à 6 fois supérieur à celui de 2017.

La France vise la réduction de l'usage des énergies fossiles, avec une baisse de 20% de consommation du gaz entre 2012 et 2028. En parallèle une augmentation de la part du biogaz de 1% à 8-10% de la consommation de gaz est visée. Nous devons donc passer de 2,6 TWh/an à 22 TWh/an de biogaz produit.

Figure 6 : Objectifs de réduction de consommation des énergies fossiles en France dans la Programmation Pluriannuelle de l'énergie de 2020



Source : Programmation pluriannuelle de l'énergie - Ministère de la transition écologique

L'ADEME évalue le potentiel de production de gaz renouvelable à des horizons 2030, 2050, et évoque les contraintes et évolutions pour permettre d'atteindre ces objectifs à travers différents scénarii.
Elle indique que les objectifs fixés dans la politique énergétique nationale seront atteints grâce aux unités de méthanisation mais également de pyrogazéification et du power-to-gas (*cf. 2.3 Les diverses valorisations*).

Pour aller plus loin :
- Programmation pluriannuelle de l'énergie 2020
- Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? - ADEME, 2018

23 - https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%CC%81nergie.pdf

1.3.2. Les compétences des collectivités territoriales

Les collectivités territoriales sont en première ligne face au nouveau défi que constitue la mise en œuvre d'une économie circulaire et la lutte contre le réchauffement climatique. En charge du développement économique, des politiques sociales et environnementales, elles sont force d'initiative et fédératrice pour la mise en œuvre de politiques publiques en faveur de la transition écologique en matière de gestion des déchets, de l'eau et de l'énergie et interviennent à différents échelons en fonction de leurs compétences :

- soit **coordinatrices**, quand elles sont compétentes sur la planification et la cohérence territoriale (départements, régions) ;
- soit **organisatrices**, lorsqu'elles portent des compétences opérationnelles de gestionnaires (communes, établissements publics de coopération intercommunale, etc.).

Les compétences directes :

COMPÉTENCE	COMMUNE	EPCI À FP	SYNDICAT	DÉPARTEMENT	RÉGION
Produire de l'énergie soi-même ou en faire produire via un marché public ou une concession Avec la compétence production d'énergie renouvelable	Oui sauf si transfert	Oui si obtention de la compétence de la part des communes	Oui si obtention de la compétence de la part de communes ou d'EPCI à FP	Non	Non
Produire de l'énergie soi-même ou en faire produire via un marché public ou une concession Avec une autre compétence (activité accessoire)	Oui - activité accessoire de la compétence eau sauf transfert	Oui - activité accessoire des compétences eau et/ou déchets sauf transfert à un syndicat	Oui - activité accessoire des compétences eau et/ ou déchet si obtention d'une ou de ces compétences de la part de communes ou d'EPCI à FP	Non	Non
Valoriser (mettre à disposition) son patrimoine immobilier pour des projets biogaz	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Valoriser (mettre à disposition) une ressource pour la production de biogaz	Oui - ressources tirées de la compétence eau sauf si transfert	Oui - ressources tirées de la compétence eau et/ ou déchets sauf transfert	Oui - ressources tirées de la compétence eau et/ou déchets si obtention d'une ou de ces compétences de la part de communes ou d'EPCI à FP	Non	Non
Participer à une société de production de biogaz	Oui sauf transfert	Oui*	Oui*	Oui	Oui
Participer à communauté d'énergie	Oui**	Oui**	Oui**	Oui**	Oui**

* et ** *voir précision dans la page suivante*

Les astérisques ci-dessus concernent des précisions relatives à certaines compétences :

***** L'interprétation des dispositions de l'article L.2253-1 du CGCT qui fonde cette faculté d'action est aujourd'hui hétérogène sur le point de savoir si les groupements de collectivités peuvent agir sans un transfert de compétence de la part de leurs membres. En effet, la rédaction juridique de l'article mentionne les communes et leur groupement, sans faire référence à un partage de compétence. Dès lors, il apparaît possible d'analyser cette disposition comme instituant pour les groupements comme pour les communes une faculté d'action dans le domaine de la production d'EnR. Une faculté d'action qui n'obéit dès lors pas aux principes attachés aux compétences au sens juridique du terme.
Toutefois, les services de l'État semblent adopter une interprétation plus restrictive de la question, estimant qu'un groupement ne pourrait agir qu'après un transfert de compétence de la part de ses membres (dessaisissant de ce fait lesdits membres). Selon les informations dont nous disposons, pour l'heure cette interprétation restrictive semble peu diffusée de sorte qu'un nombre non négligeable de projets ont vu le jour sans se la voir opposer.Dans l'attente d'une clarification législative ou jurisprudentielle de la question, il convient de garder en mémoire ce débat juridique.

****** D'après les dispositions législatives en vigueur en 2021 et à la rédaction prévisionnelle du décret d'application, les collectivités et leurs groupements pourront participer à des communautés d'énergie, sans qu'il soit mentionné de nécessité de détenir une compétence particulière pour ce faire. Cette interprétation reste valable, sous réserve des évolutions réglementaires et jurisprudentielles en la matière.

Compétences indirectes - facilitatrices :

COMPÉTENCE	COMMUNE	EPCI À FP	SYNDICAT	DÉPARTEMENT	RÉGION
Planification	Oui : PCAET volontaire Participation PNR, Pays, PETR	Oui : PCAET obligatoire si +20K hab. - Volontaire sinon Participation PNR, Pays, PETR	Oui : PCAET volontaire ou obligatoire si obtention de la compétence de la part d'EPCI à FP Syndicat créé pour la gestion d'un PNR, Pays, PETR Ou participation PNR, Pays, PETR en lien avec une autre compétence	Oui : PCAET volontaire Participation PNR, Pays, PETR	Oui : SRADDET / SRCAE (+ volet PRPGD (dédié aux déchets)) Participation PNR, Pays, PETR
Urbanisme	Oui : PLU sauf transfert	Oui : PLUi - SCoT si obtention de la compétence de la part des communes	Oui : Syndicat créé pour la réalisation ou la gestion d'un SCoT	Non	Non
Mobilité	Oui : Véhicules propres	Oui : Véhicules propres Transports en commun Réalisation de bornes de recharges (si compétence prévue dans les statuts)	Oui : Véhicules propres Réalisation de bornes de recharge si obtention de la compétence de la part de communes ou d'EPCI à FP Transports en commun (si syndicat créé pour la gestion des transports)	Oui : Véhicules propres Transports des personnes handicapées	Oui : Véhicule propre Transports scolaires Transports inter-urbains
Achats d'énergies ses besoins	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui

Comme l'indique ce tableau, en matière d'énergie, les intercommunalités sont donc chargées de la coordination de la transition énergétique. 756 établissements publics de coopération intercommunale ont notamment l'obligation de réaliser un plan climat-air-énergie territorial (PCAET). Par ailleurs, les régions, les départements, les intercommunalités et les communes, ont compétence pour produire de l'énergie renouvelable ("exploiter, faire exploiter, aménager, faire aménager"[24]). Ces mêmes collectivités peuvent également prendre des parts en capital et financer les sociétés de production d'énergie renouvelables[25].

En matière de gestion des déchets, suivant l'article L. 2224-13 du code général des collectivités territoriales "les communes, les métropoles ou les établissements publics de coopération intercommunale assurent, éventuellement en liaison avec les départements et les régions, la collecte et le traitement des déchets" et sous condition les déchets assimilés. Tout ou partie de ces compétences peut être transférée à des syndicats mixtes. Les régions sont compétentes pour élaborer le Plan régional de prévention et de gestion des déchets (PRPGD) qui constitue le document de stratégie planificatrice globale de prévention et de gestion des déchets. Les intercommunalités et syndicats mixtes de traitement sont directement concernés à l'échelle du territoire pour le développement de solutions de valorisation organique, dont la méthanisation fait partie intégrante, dans le cadre de la généralisation du tri à la source des biodéchets.



Selon les configurations des projets, ce sont plusieurs élus d'un même territoire, appartenant souvent à différents échelons de collectivités locales, qui devront se coordonner pour mener à bien un projet de méthanisation : une gouvernance adaptée doit alors être mise en œuvre.

1.3.3. Mécanismes de soutien au développement du biogaz

Les mécanismes de soutien de la filière sont variables selon le type de valorisation mais aussi selon le type d'intrant. Plusieurs valorisations sont possibles :

- production de chaleur (combustion en chaudière) ;
- production d'électricité (moteur thermique ou générateur chaudière vapeur) ;
- cogénération chaleur et électricité (cette méthode permet de passer d'un rendement énergétique de 35 % (électricité seule) à 80 % en moyenne) ;
- injection du biométhane dans les réseaux de gaz (ce débouché est ouvert au biométhane produit à partir de boues d'épuration depuis 2014 seulement) ;
- carburant pour les véhicules (bioGaz Naturel Véhicule - bioGNV).

24 - Article 88 de la loi du 12 juillet 2010

25 - EPCI et communes : L. 2253-1 du Code général des collectivités territoriales
Département : L. 3231-6 et Régions : L. 4211-1 du Code général des collectivités territoriales

L'ADEME finance, via **une aide aux études et à l'investissement** la concrétisation des projets de méthanisation à travers le Fonds Economie Circulaire et le Fonds chaleur. Le premier accompagne le financement des équipements de traitement du digestat et les projets de méthanisation avec valorisation du biogaz produit par cogénération. Le second soutient d'une part les études de faisabilité pour les projets de méthanisation publics ou privés et les études pour le raccordement au réseau de gaz pour l'injection. D'autre part, le Fonds chaleur finance également, seulement pour les privés, les équipements de production de biogaz (associées à de la cogénération ou de l'injection) et de valorisation énergétique du biogaz (y compris sur station d'épuration) via la production de chaleur seule, la cogénération (et les réseaux de chaleur associés), l'épuration du biogaz en biométhane, l'injection et l'utilisation en carburant. Attention, bénéficier du soutien à l'investissement de l'Ademe réduit le tarif auquel le projet peut prétendre dans le cadre des obligations d'achat de biogaz.

FONDS ÉCONOMIE CIRCULAIRE

FONDS CHALEUR
ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DE RÉCUPÉRATION

Les projets intégrant des boues de stations d'épuration urbaine peuvent également faire l'objet d'un soutien par **les Agences de l'eau**. Il existe 6 Agences sur le territoire métropolitain, avec chacune des programmes d'intervention spécifiques de 6 ans (actuellement nous sommes dans le XI^{eme} programme 2019-2025) et de nombreux appels à projets thématiques. Prenez attache avec votre Agence de bassin pour plus de détails sur les règles qui s'appliquent à votre territoire.

Par ailleurs, depuis 2011, à travers huit décrets et arrêtés, l'Etat subventionne via **un tarif d'achat ou des appels d'offres**, les installations qui produisent de l'électricité à partir de biogaz ou qui injectent dans le réseau de gaz, afin de favoriser leur déploiement. Cela étant, les derniers textes, dits « provisoires », publiés le 23 novembre 2020[26] viennent remettre en question les mécanismes de soutien de la filière de certaines de ces valorisations. Les certificats de production de biogaz vont voir le jour ce qui obligera les fournisseurs de gaz à s'approvisionner auprès d'installations de production de biogaz (voir 3.2 page 45).

Enfin il existe **un système de garanties d'origine** qui permet aux fournisseurs de proposer à leurs clients du gaz vert, sous couvert d'émission de ces garanties par les producteurs (suivi par le registre national de GRDF). Toutefois, tout cumul entre ce mécanisme et les aides de l'Etat est interdit depuis novembre 2020 pour les nouvelles opérations (Pour en savoir plus : voir 2.3 Les diverses valorisations page 30).

26 - Arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel - Décret n° 2020-1428 du 23 novembre 2020 portant diverses dispositions d'adaptation de l'obligation d'achat à un tarif réglementé du biométhane injecté dans un réseau de gaz naturel

Ce qu'il faut retenir :

- La France a toujours une forte dépendance aux énergies fossiles, principalement importées.
- Malgré les ambitions affichées et les mécanismes de soutien mis en place sur les différentes filières de production d'énergies renouvelables, la France a du mal à infléchir sa consommation d'énergie fossile.
- Avec les solutions de production de biogaz, il est possible de valoriser énergétiquement un carbone déjà présent dans le cycle court du carbone.
- La trajectoire nationale vise entre 7 et 10 % de biogaz dans les réseaux de gaz d'ici 2030, contre 1 % actuellement.
- La généralisation du tri à la source des biodéchets d'ici 2023 constitue un levier d'accélération des projets de méthanisation territoriale.

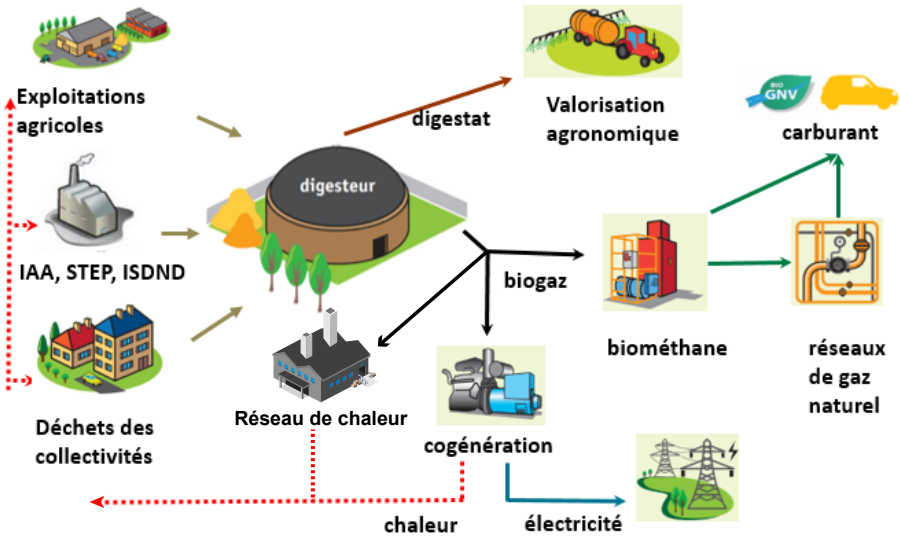
CHAPITRE 2

Méthanisation et biogaz



Les filières de méthanisation revêtent de nombreux avantages environnementaux et socio-économiques tout en permettant d'assurer un traitement biologique adapté et résilient pour les matières résiduaires organiques.
Spécifiquement, la méthanisation concourt à une double valorisation énergétique et organique via la production de biogaz et de résidus solides appelés digestats, valorisables respectivement en énergies de récupération et amendements organiques. Le schéma suivant (Figure 7) présente l'organisation que revêt un programme de méthanisation sur un territoire.

Figure 7 : Organisation territoriale schématique d'une unité de méthanisation.



Source : ATEE modifiée par AMORCE, 2020

2.1. Le process de traitement anaérobie

La méthanisation est un processus biologique de dégradation de la matière organique en l'absence d'oxygène (milieu anaérobie). La dégradation de cette matière se produit dans un méthaniseur (appelé également digesteur), et produit un gaz appelé « biogaz » ainsi qu'un résidu organique nommé digestat. Le biogaz est composé majoritairement de méthane (CH_4), qui est la molécule du gaz naturel, et de dioxyde de carbone (CO_2). Le digestat est riche en éléments fertilisants (azote, phosphore et potassium). La méthanisation est réalisée par un ensemble de microorganismes différents qui travaillent en coopération, en synergie ou en compétition.

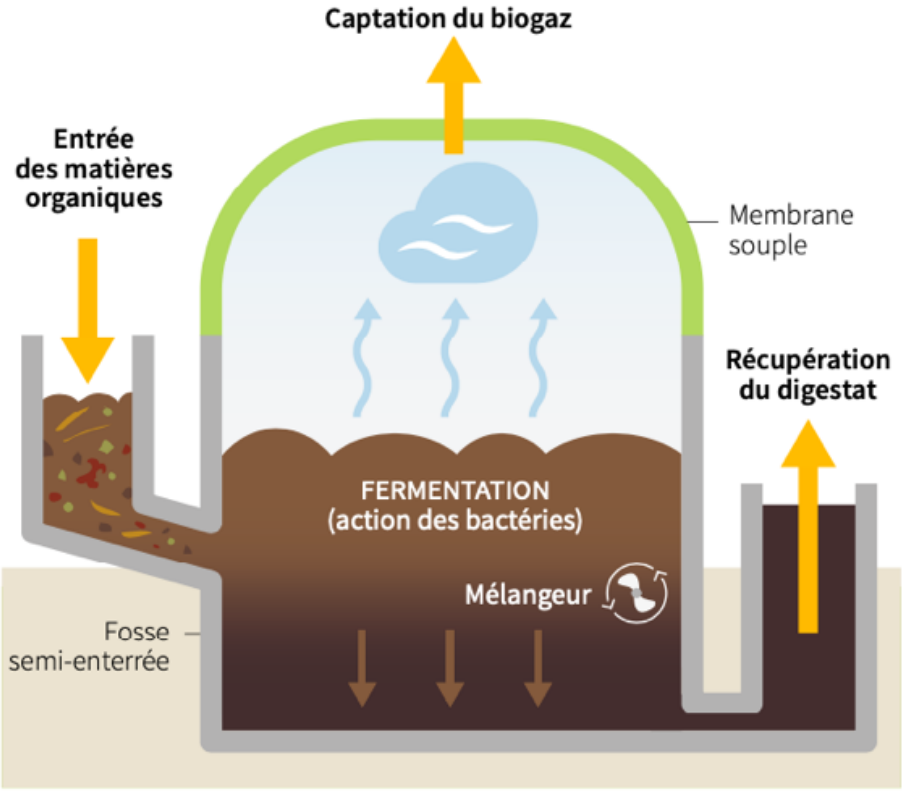
La fermentation diffère également selon la température pratiquée. On parle soit de :
- fermentation psychrophile (entre 15 et 20°C) : digestion froide et lente mais ne nécessitant pas de chauffage ;
- fermentation mésophile (entre 30 et 35°C) : procédé reposant sur l'activité des entérobactéries (bactéries de l'intestin) - c'est la méthode la plus utilisée en France ;

- fermentation thermophile (entre 50 et 60°C).

Par ailleurs, le maintien en température du digesteur nécessite un apport extérieur en énergie thermique qui provient généralement de la valorisation du biogaz généré par l'installation.

Dans la plupart des cas, la méthanisation dure de 20 à 50 jours[27]. La digestion peut se faire en continu avec une alimentation en matière qui se fait en permanence (notamment dans le cas de méthanisation d'effluents), en semi-continu avec une alimentation en matière qui est réalisée par apports successifs, ou en discontinu avec une alimentation en matière qui s'effectue en une seule fois.

Figure 8 : Fonctionnement d'un méthaniseur (en anaérobie à 38°)



Source : ADEME / Agence Giboulées

D'autres traitements biologiques complémentaires à la méthanisation existent. Parmi ceux-ci figure le compostage dont l'usage est courant pour le traitement de certaines

27 - Les temps de séjour sont généralement plus courts dans le cas d'une méthanisation thermophile car la vitesse des réactions augmente avec la température

matières organiques, notamment les déchets organiques issus des ménages et activités assimilées. Contrairement à la méthanisation, le processus de compostage consiste en une fermentation aérobie, c'est-à-dire un processus microbiologique de dégradation de la matière organique en présence d'air. Le processus de compostage dégage du CO_2, de l'eau (par évaporation) et de la chaleur, pour aboutir à la production d'un amendement organique, le compost. En ce qui concerne la méthanisation de déchets ménagers, la plupart des unités intègrent en aval un processus de compostage des digestats. Ceci permet entre autres de stabiliser les digestats et/ou de produire un amendement organique dont la cession à un tiers et l'usage à des fins professionnelles seront facilitées, notamment via la normalisation des lots. Les déchets organiques riches en tanins et lignine sont d'ailleurs plus aptes au compostage qu'à la méthanisation : c'est notamment le cas de certains déchets verts (produits d'élagage des haies, arbres, arbustes).

Le cas particulier des ISDND

Les Installations de Stockages de Déchets Non Dangereux (ISDND) sont également d'importantes sources de production de biogaz. Le gaz récupéré sur ces sites provient de la dégradation de la fraction organique des déchets en condition d'anaérobie, de la même manière que pour les unités de méthanisation présentées plus haut. Ce biogaz est aussi constitué essentiellement de méthane (CH_4) (45 % à 60 % en moyenne selon le type de biogaz) et de dioxyde de carbone (CO_2), le reste étant de l'azote (N_2), du sulfure d'hydrogène (H_2S) et des mercaptans. De la même façon, ce biogaz produit naturellement par les ISDND est un puissant gaz à effet de serre s'il n'est pas traité.



ISDND Puy-Long © Valtom

On considère qu'une fois relâché dans l'atmosphère, il possède un pouvoir de réchauffement global de 21 fois celui du CO_2. C'est pourquoi, la réglementation oblige les exploitant de ces installations à collecter, puis valoriser le biogaz, ou, à défaut, à le détruire par combustion dans une torchère pour transformer le méthane en dioxyde de carbone et en eau (potentiel de réchauffement global plus faible dans l'atmosphère que le CH_4).

La valorisation du biogaz s'opère ensuite de la même manière que pour le biogaz produit par une unité de méthanisation et

En chiffres : Le parc d'ISDND en exploitation produisait en 2016 1,1 TWh électriques, soit la consommation de 240 000 logements (ou la production de 300 éoliennes), et 0,6 TWh thermiques, correspondant à la consommation en chaleur de plus de 50 000 logements. En 2020, 10 ISDND valorisaient également le biogaz en biométhane, et ont permis d'injecter pour une capacité globale installée de 180 GWh/an soit l'équivalent des besoins en chauffage de 30 000 nouveaux foyers ou la capacité de faire rouler près de 700 bus.

est utilisé pour produire de l'électricité et/ou de la chaleur, ou du biométhane après épuration en vue d'une injection dans le réseau de gaz naturel, ou encore du Gaz Naturel pour Véhicule (GNV) afin de l'utiliser sous forme de biocarburant dans les flottes de véhicules d'une collectivité locale par exemple.

À terme, cette voie de production est appelée à décliner de manière drastique, voire à s'arrêter par réduction des sources potentielles de production de biogaz dans les déchets compte tenu des contraintes réglementaires grandissantes concernant l'enfouissement de déchets comportant encore une fraction importante de biodéchets.

Pour aller plus loin :
Voir le guide l'Elu, les Déchets et l'Economie Circulaire — collection AMORCE/ADEME - Partie 7.3. page 152 Stockage des déchets : maillon final du traitement des déchets ultimes

2.2. Les intrants

Les matières organiques introduites dans le méthaniseur sont appelées intrants ou parfois substrats. Une grande partie des déchets organiques sont méthanisables dès lors qu'ils sont pré-triés au préalable, dont :

- les déchets municipaux (déchets alimentaires, papiers, cartons, textiles sanitaires, déchets de tonte et d'élagage, boues de stations d'épuration et graisses/matières de vidange) ;
- les déchets industriels (boues des industries agroalimentaires, déchets de transformation des industries végétales et animales, huiles et graisses usagées) ;
- les effluents et sous-produits agricoles (lisiers, effluents, cultures intermédiaires issues des exploitations agricoles).

Il est possible de mélanger certains substrats au sein du méthaniseur, sous certaines conditions (voir en page 44 la partie 3.1.4. Mélanges d'intrants). Afin de réaliser une méthanisation efficace, l'équilibrage des intrants est essentiel. Ceux-ci présentent différents pouvoirs méthanogènes et différentes caractéristiques agissant sur la vitesse et la qualité du procédé.

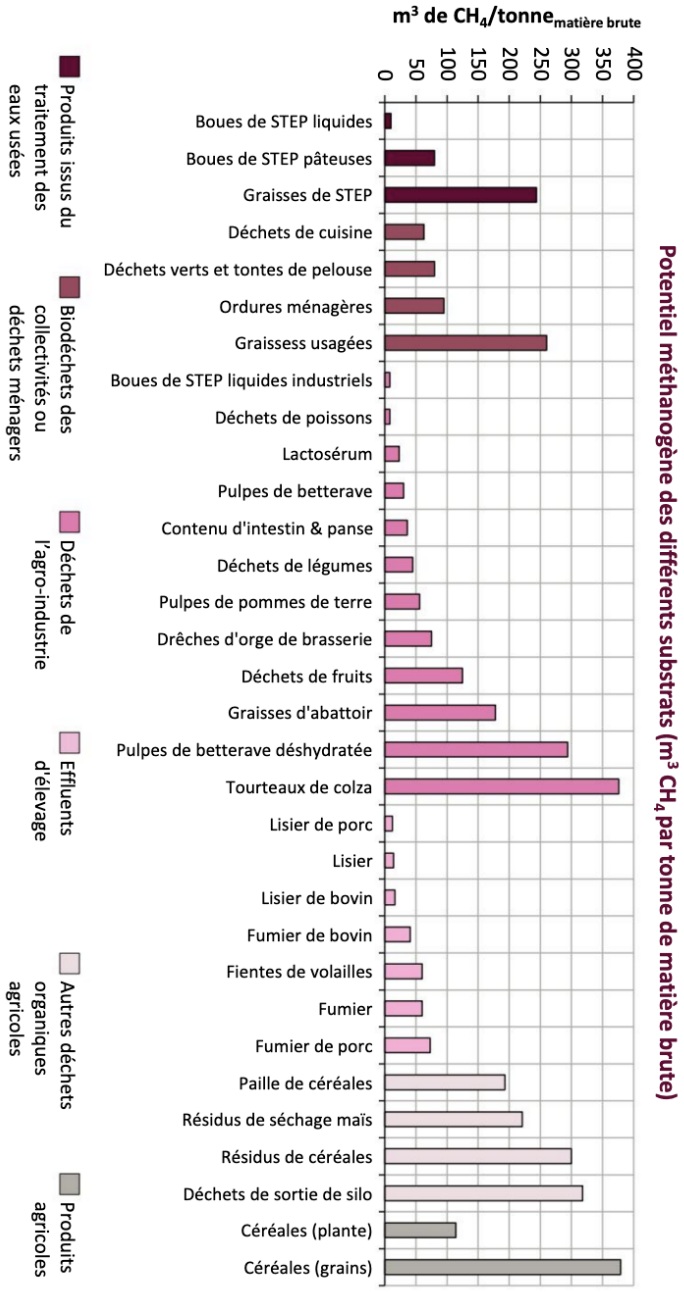






Pouvoir méthanogène : volume de méthane produit pour une tonne de matière organique brute.
Pour exemple, le lisier qui contient beaucoup d'eau et très peu de molécules de carbone ou d'hydrogène présente un pouvoir méthanogène de 10 m^3/t, soit nettement inférieur à celui des huiles alimentaires qui sont de longues chaînes hydrocarbonées, au pouvoir méthanogène de 784 m^3/t.

Figure 9 : Potentiel méthanogène des différent substrats



Source : SIA Partners & France Biométhane, Observatoire du biométhane 2016

Focus : plusieurs statuts pour les matières organiques
Les substrats organiques mentionnés sont classés selon une entrée réglementaire et/ou leur secteur de production, définissant ainsi leur statut et condition d'utilisation. On distingue quatre grands types de substrats organiques :

- **les déchets organiques dits non dangereux :** matière organique biodégradable dont les déchets de jardin, restes de repas pour les ménages ou la restauration collective, boue de station d'épuration urbaine, d'invendus de la distribution de déchets agroalimentaires.
- **les sous-produits animaux (SPAN) :** matières d'origine animale (cadavres entiers ou parties d'animaux, les produits d'origine animale ou d'autres produits obtenus à partir d'animaux). Les biodéchets sont considérés comme des sous-produits animaux à l'exception de ceux qui sont composés de déchets verts ou d'aliments d'origine végétale (reste de marché, déconditionnement de boîte de conserve de légumes...)
- **les co-produits et sous-produits :** substance ou objet issu d'un processus de production dont le but premier n'est pas la production de cette substance.
- **les produits :** substrat organique spécifiquement à destination d'un usage par méthanisation, comme une culture principale de maïs ou une Culture Intermédiaire à Vocation Energétique

Pour aller plus loin, voir en Annexe le tableau 1 page 73 : Classement des déchets, co-produits, déchets et sous-produits animaux issus de l'étude ADEME, 2019, Sécuriser les intrants en méthanisation

2.3. Les diverses valorisations

Le processus de méthanisation transforme la matière organique en biogaz et matières solides résiduelles valorisables, générant le cas échéant une valorisation énergétique et/ou organique de la matière traitée.

Le biogaz

Une fois produit, le biogaz obtenu nécessite d'être traité en vue d'une valorisation. L'épuration du biogaz permet notamment d'obtenir un gaz ayant les mêmes caractéristiques que le gaz naturel (on sépare le méthane du CO_2 et d'autres molécules) : il s'agit de biométhane. Celui-ci peut être valorisé de plusieurs manières. Il peut être :

- injecté dans le réseau de gaz naturel,
- comprimé pour être vendu dans les stations de carburant en tant que bioGaz Naturel pour Véhicule (BioGNV).
- valorisé en chaleur uniquement (chaudière pour production d'eau chaude), souvent en autoconsommation (usage Industriel agro-alimentaire en particulier)
- valorisé en électricité et en production de chaleur (on parle alors de cogénération). Dans ce cas précis, l'activité de combustion du biogaz nécessite des équipements spécifiques soumis à la réglementation relative aux installations classées pour l'environnement et la rubrique 2910. Les énergies produites sous forme de chaleur

et d'électricité peuvent ensuite être utilisées sur place en autoconsommation par l'unité de méthanisation, ou bien être vendues.

La vente de l'électricité et de biométhane produit à partir de biogaz peut bénéficier de dispositifs de soutien via un tarif d'achat ou une procédure d'appel d'offres. L'injection de biométhane peut également être soutenue par le Fonds chaleur qui octroie des aides à l'investissement. La valorisation sous forme de cogénération ou de production de chaleur peut aussi être aidée par ce biais.

Les digestats

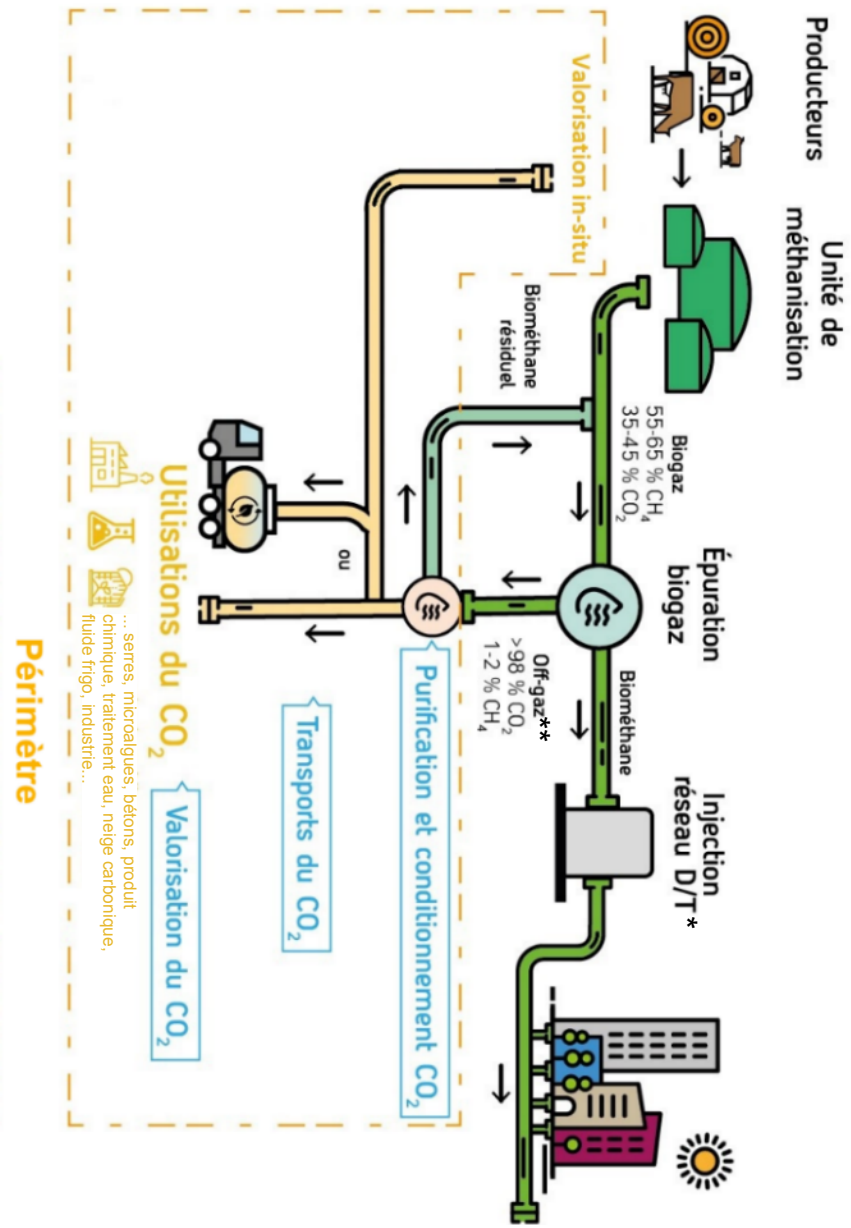
La matière résiduelle obtenue après méthanisation, appelée « digestat », fait l'objet le plus souvent d'une valorisation en agriculture comme fertilisant « naturel » pour enrichir les sols. Ainsi, les digestats retournent au sol, soit épandus directement sous forme brute, liquide ou solide (à des fins de fertilisation et d'amendement des cultures) soit compostés (à des fins d'amendement, pour la structuration et l'enrichissement des sols).



Valorisation du CO_2

Un taux non négligeable de CO_2 est également produit par le méthaniseur. En général, ce CO_2 est rejeté dans l'atmosphère, ce qui ne pose pas en soi de problème environnemental car d'origine biogénique, c'est-à-dire issu de la photosynthèse végétale.
Dans le cadre du développement de la captation du CO_2 pour son ré-usage ou stockage, certains territoires se sont engagés dans des projets d'expérimentation. En effet, le CO_2 peut être isolé à l'étape de l'épuration du biogaz, puis être réutilisé pour alimenter des serres agricoles, liquéfié pour des usages industriels, ou produire à nouveau du méthane via une réaction de méthanation. Dans ce dernier cas, le CO_2 est combiné avec de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau avec de l'électricité renouvelable ou bas carbone. Ce gaz de synthèse ("syngas") peut alors être injecté dans les réseaux de gaz.

Figure 10 : Valorisation du CO_2 issu des méthaniseurs



*Source: GRDF - *Injection réseau D/T: distribution/transport - **Off-gaz : partie du biogaz restant issu de l'épuration du méthane, majoritairement constitué de gaz carbonique et de composés chimiques minoritaires*

Le CO_2 ainsi récupéré sur une unité de méthanisation peut directement servir à injecter encore plus de méthane issu de ressources bas carbone ou décarbonées dans les réseaux de gaz. Mais la valorisation effective du CO_2 biogénique reste grandement dépendante du marché local.

Des expérimentations sont actuellement portées par des collectivités comme à Perpignan Méditerranée Métropole ou encore Pau Béarn Pyrénées.

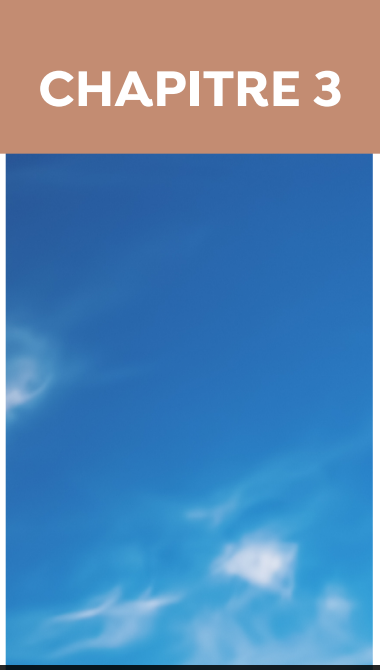
Ce qu'il faut retenir :

- Les matières organiques sont essentiellement composées de carbone. En présence d'oxygène (compostage), les matières se décomposent et émettent principalement du dioxyde de carbone. En absence d'oxygène (processus de méthanisation), les matières se décomposent et émettent principalement du méthane.
- Une grande quantité d'intrants organiques disponibles sur un territoire peuvent faire l'objet d'un traitement par méthanisation.
- La méthanisation permet une double valorisation énergétique et organique, via la production d'une part de biogaz valorisable en énergie électrique, chaleur ou biométhane injecté dans le réseau, et d'autre part via une valorisation agronomique des digestats épandus ou compostés.
- La valorisation du CO_2 biogénique fait partie des pistes actuelles de développement, mais reste dépendante d'un marché local offre/demande.

CHAPITRE 3

Développer la méthanisation dans les territoires













La méthanisation se situe à la croisée de plusieurs filières environnementales et mobilise différents acteurs territoriaux, parmi lesquels souvent plusieurs collectivités. Celles-ci peuvent être porteuses principales du projet ou accompagnatrices. Le positionnement des différentes collectivités dépend de leurs compétences mais aussi de dynamiques et opportunités territoriales, tant sur les intrants que sur les débouchés du biogaz produit.

La participation forte des collectivités dans un projet de méthanisation est également un facteur important d'acceptation sociale.

3.1. Déterminer le potentiel du territoire

La méthanisation contribue à apporter une solution de traitement locale pour une multitude de matières organiques présentes sur un territoire et produites par une diversité d'acteurs : les opérateurs agricoles, les ménages, les activités économiques ou industrielles, les administrations et services publics, etc.

Ces acteurs produisent :
- des déchets putrescibles de cuisine et de table des ménages, des cantines et restaurants,
- des déchets d'emballages en cartons ou papiers graphiques souillés (sous certaines conditions),
- des déchets verts,
- des déchets issus de l'industrie agro-alimentaire,
- des déchets agricoles,
- des effluents d'élevage,
- des boues des stations d'épuration urbaines ou industrielles, des graisses et matières de vidange.

L'organisation de la gestion de chacun de ces flux organiques (tri, collecte et traitement en vue d'une valorisation) diffère selon les types de gisements, leurs producteurs, leurs quantités, leur localisation ou bien les acteurs présents sur le territoire. Leur traitement biologique par méthanisation peut s'effectuer directement sur le site de production du flux, ce qui est très souvent le cas pour les effluents agricoles, ou bien sur une unité de méthanisation extérieure, nécessitant alors un tri préalable et une collecte spécifique.

Egalement, il est techniquement possible de mélanger plusieurs intrants différents en méthanisation : on parle de co-méthanisation, avec parfois des phases de préparation préalable. C'est aussi la solution la plus souhaitable sur le plan économique. Néanmoins, le mélange de certains intrants n'est pas permis par la réglementation française, dans une logique de traçabilité et d'innocuité des matières retournées au sol. Il est notamment interdit de mélanger des biodéchets avec des boues, dont en méthanisation. C'est pourquoi certains exploitants d'unités ont recours à plusieurs digesteurs en parallèle installés sur un même site pour traiter plusieurs flux de déchets organiques : on parle alors de bi-méthanisation. Dans ce cas précis, les équipements de traitement du biogaz produits peuvent toutefois être mutualisés, comme par exemple les équipements d'épuration du biogaz.

Une étape incontournable dans le cadre d'une réflexion territoriale pour un projet de méthanisation est d'identifier le gisement existant et de s'assurer qu'il puisse être valorisé en méthanisation.

3.1.1. Traitement des effluents et sous-produits agricoles

Au niveau national, la majorité du gisement méthanisé à ce jour provient de l'activité agricole : des fumiers et lisiers (appelés "effluents d'élevage") et des matières végétales agricoles (cultures intermédiaires à vocation énergétiques, pailles et menues pailles, résidus de cultures, déchets et issues de silos, ensilages de cultures déclassées).

Le potentiel de production de méthanisation en France est essentiellement basé sur la valorisation de ces ressources agricoles.

En 2020, l'ADEME a enregistré que parmi les nouveaux projets de raccordement reçus, la part des approvisionnements en effluents d'élevage correspond à 46 %, la part des CIVEs à 26 % et celle des cultures dédiées à 4 %.

Figure 11 : Cultures intermédiaires à vocation énergétique



Source : DRAAF Nouvelle Aquitaine

Culture alimentaires et énergétiques ou Cultures intermédiaires à vocation énergétique

Les cultures intermédiaires à vocation énergétique correspondent à des cultures réalisées entre deux cultures principales. Aucune surface agricole supplémentaire (SAU) n'est donc affectée à ces cultures. Elles sont alors utilisables en tant qu'intrant d'une unité de méthanisation agricole sans limitation. Il existe également des cultures intermédiaires pièges à nitrates (CIPAN) qui, dans le même cadre, permettent de récupérer le nitrate excédentaire sur certains territoires (pratique obligatoire selon les régions).

Les cultures intermédiaires, qu'elles soient CIPAN ou CIVE, contribuent à l'augmentation des retours de biomasse au sol (chaumes + racines + digestat dans le cas des CIVE), et donc à l'augmentation des stocks de carbone dans les sols agricoles.

Un enjeu de l'usage des terres est souvent abordé, entre un usage alimentaire ou un usage énergétique. La France est claire : suite à la loi de transition énergétique de 2015, le décret du 7 juillet 2016 a instauré le plafond de 15 % d'approvisionnement maximal d'intrants issus de cultures principales. En cas de cultures principales, il y a bien mobilisation de la SAU. Mais en pratique, cette part d'approvisionnement est très faible : moins de 2 % des tonnages en 2020 en France, selon l'ADEME.

L'impact de ces cultures sur les ressources en eau est très variable selon les pratiques agricoles mises en oeuvre : un plan d'action pour éviter tout excédent en azote est indispensable à la mise en place de CIVE ou de CIPAN (pour en savoir plus : Impact des digestats de méthanisation sur la qualité de l'eau - CSF Nouveaux systèmes énergétiques - 2021).

Aussi, pour les agriculteurs qui disposent d'une unité de méthanisation sur leur exploitation, il peut s'agir à la fois d'une source de diversification des revenus générés par la vente d'énergie, ou bien le moyen de réduire leurs dépenses liées aux consommations énergétiques nécessaires au fonctionnement de leurs activités agricoles, et s'affranchir des coûts liés à l'achat de matières fertilisantes. Certains agriculteurs-méthaniseurs valorisent ainsi le biogaz produit en chaleur qu'ils utilisent directement dans leur exploitation. Également, en utilisant le digestat pour fertiliser leurs cultures, ils doivent réduire les dépenses liées à l'achat d'engrais industriels.

Pour aller plus loin : voir le Portail InfoMétha — https://www.infometha.org/

3.1.2. Traitement des boues d'épuration

Les boues des stations d'épuration des eaux usées (STEU) sont à la fois des déchets, composés à 90 % d'eau et des matières fertilisantes. Il n'existe que trois débouchés possibles pour les près de 7 millions de tonnes de boues urbaines produites par les plus de 22 000 STEU françaises :

- Le retour au sol, sous forme liquide (épandage) ou de compost - cette solution concerne plus des trois quarts des boues françaises et fait l'objet d'un cadre réglementaire très strict et en cours de renforcement. Ce débouché varie entre 15 et 60 €/t MH (tonne de matière humide) ;
- L'incinération, qui est rendue possible après un séchage énergivore. Ce débouché dépasse souvent les 100 €/t MH ;
- L'enfouissement est réservé à des situations ponctuelles (maintenance des incinérateurs, pollution ponctuelle ne permettant pas le retour au sol…) ne concerne que 2 % des volumes.

On appellera ces trois débouchés "traitement final" dans la suite de ce document. Ce traitement final est un poste de dépenses souvent conséquent pour un service d'assainissement.

Figure 12 : Vue d'une station d'épuration de boues urbaines



Source : AMORCE

Préalablement à tout "traitement final", les boues peuvent subir une étape intermédiaire de méthanisation, qui permet non seulement de produire du biogaz mais aussi

de réduire les volumes de boues à traiter. Cette réduction de volume qui peut aller de 25 à 50 % est un avantage financier important pour les services publics d'assainissement. Le digestat est ensuite valorisé selon les mêmes débouchés que les boues d'épuration brutes non digérées.



On compte près de 100 méthaniseurs en STEU. Ces installations produisent du biogaz valorisé par cogénération en chaleur et électricité, et pour les plus récentes font de l'injection (Toulouse, Strasbourg, Marseille, Bordeaux, Nancy, etc.)

Depuis 2014, il est possible d'injecter dans le réseau de gaz du biométhane épuré issu de STEU, offrant de nouveaux horizons pour la filière. A l'été 2020, on comptait une vingtaine de projets actifs en injection et en une centaine projets de raccordement enregistrés. Néanmoins, la publication d'un arrêté en novembre 2020 faisant évoluer de façon transitoire les règles d'accès et le montant des tarifs d'achat en injection, ainsi que l'attente du contenu de l'arrêté tarifaire pérenne a largement ralenti la dynamique ces derniers mois.



Pour aller plus loin : inscrivez-vous à la newsletter d'AMORCE pour être informé des prochaines évolutions réglementaires sur ce sujet : https://amorce.asso.fr/newsletter

La réalisation d'une étude d'opportunité est nécessaire pour considérer l'intérêt et la rentabilité d'un projet de méthanisation. De nombreux paramètres sont à prendre en compte :

- le type de boues (plus ou moins méthanogènes),
- la taille de la station d'épuration (le seuil de rentabilité minimum a été estimé par l'ADEME entre 30 000 et 50 000 équivalents-habitants),
- le coût de la filière de valorisation des boues (avant méthanisation) et celui du digestat (dans ce cas, le gain de volume entre boues et digestats, baisse de 20 à 30 %, impacte aussi fortement l'équilibre économique du projet),
- la possibilité de bi-méthanisation, c'est-à-dire la méthanisation séparée sur un même site de plusieurs flux de déchets en mutualisant les installations d'épuration, etc.

En effet, depuis plusieurs années, la réglementation sur la valorisation des boues évolue régulièrement, avec notamment des réglementations sur les conditions de mélange d'intrants et de retour au sol des matières fermentescibles plus strictes (cf 3.1.4 Mélanges d'intrants page 44).

Méthanisation des boues d'épuration - Grenoble Alpes Métropole

La station d'épuration Aquapole d'une capacité nominale de 430 000 EH est équipée de deux méthaniseurs pour les boues primaires et les boues biologiques. Le biométhane produit par la méthanisation de ses boues d'épuration est réutilisé dans la station et l'excédent (environ 85 % de la production de biométhane) est injecté dans le réseau de gaz, géré par la société de projet AQUABIOGAZ spécialement crée sur la brique valorisation du biogaz (la SEM Gaz Électricité de Grenoble et SUEZ). Le biométhane injecté peut ainsi alimenter entre autre une station GNV/bioGNV pour les besoins de la flotte de bus du Semitag, la société en charge de l'exploitation des transports en commun de l'agglomération qui verdit ainsi sa mobilité par l'achat de garanties d'origine.

Figure 13: Aquapole



© Grenoble Alpes Métropole

Pour aller plus loin : consultez la publication "Quelles solutions pour valoriser les boues d'épuration ?" AMORCE, EAT05a - Décembre 2019, sur notre site internet : https://amorce.asso.fr/publications/quelles-solutions-pour-valoriser-les-boues-d-epuration-eat05

3.1.3. Traitement des déchets organiques ménagers et assimilés

Les déchets organiques ménagers et assimilés sont principalement constitués des déchets et restes alimentaires générés par les particuliers (appelés ménages ou foyers) et certaines activités économiques assimilées dont les déchets sont collectés et traités conjointement avec ceux des ménages (les déchets de jardin, et déchets d'entretien des parcs publics, principalement des végétaux).

Figure 14 : biodéchets ménagers



Source : ©Optigede

En volume, la production totale de déchets fermentescibles par les ménages est considérable, et avoisine les **18 millions de tonnes par an**.

Environ 5,1 millions de tonnes sont gérés à domicile (essentiellement des déchets de cuisine et de table et des déchets verts), 4 millions de tonnes sont collectés en déchèterie (déchets verts uniquement[28]), et 1,2 million de tonnes sont collects séparément. Mais près de 8 millions de tonnes de biodéchets finissent quand même dans les ordures ménagères résiduelles - OMR (dont 1,2 million de tonnes d'OMR sont ensuite ré-orientés vers un tri mécano biologique d'après SINOE® déchets).

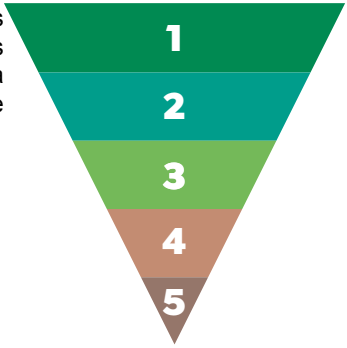
Ainsi, cette fraction dite « fermentescible » constitue l'un des gisements les moins bien valorisés en France. Une faible proportion de ces déchets fait réellement l'objet d'un retour au sol. C'est pourquoi, les récentes lois font converger les politiques territoriales de gestion des déchets vers une meilleure captation et valorisation.

28 - Ces déchets solides étant riches en carbone (dont lignine, tanins, etc.), ils sont peu propices à la méthanisation, mais davantage au processus de compostage pouvant intervenir en aval de la méthanisation. Seules les tontes de pelouses sont intéressantes dans le cadre d'un process de méthanisation. Toutefois, elles ont une forte saisonnalité, ce qui ne permet pas d'en faire un gisement pérenne, disponible toute l'année.

FOCUS : Hiérarchie des modes de traitement des déchets et tri à la source des biodéchets

La politique nationale de gestion des déchets des ménages et des déchets des activités économiques (DAE), est axée autour du principe de respect de la hiérarchie des modes de traitement[29] qui stipule que doivent être privilégiés dans cet ordre :

1 – la prévention par la réduction à la source,
2 – la réutilisation,
3 – le recyclage
4 – la valorisation
5 – l'élimination.



La gestion des déchets organiques ménagers et assimilés - dont les biodéchets ménagers de type alimentaires - s'intègre à cette hiérarchie à laquelle s'ajoutent des objectifs de moyens et de résultats à atteindre, fixés par de récentes lois. La loi Anti gaspillage pour une économie circulaire (AGEC) de 2020 et ses textes d'application[30] fixent entre autres :

- **Une priorité donnée à la réduction à la source des déchets - dont des biodéchets notamment par la lutte contre le gaspillage alimentaire :** en réduisant de 15 % les quantités de déchets ménagers et assimilés (dont les biodéchets) en 2030 par rapport à 2010 et en réduisant le gaspillage alimentaire de 50 % pour certains secteurs d'activité,
- **Augmenter la valorisation matière, dont organique :** atteindre un taux de valorisation de 55 % en 2020 et 65 % en 2025 des déchets non dangereux non inertes ; augmenter la quantité de DMA faisant l'objet d'une préparation en vue de la réutilisation ou d'un recyclage* en orientant vers ces filières 55 % en 2025, 60 % en 2030 et 65 % en 2035 de ces déchets mesurés en masse
- **Réduire les quantités de déchets non dangereux non inertes - dont organiques -** admis en installation de stockage de 30 % en 2020 par rapport à 2010, et de 50 % en 2025

Pour atteindre ces objectifs en détournant les déchets organiques des ordures ménagères résiduelles, la loi AGEC[31] impose la **généralisation du tri à la source des biodéchets** (de type déchets de cuisine et de table, de préparation alimentaire, et végétaux), **pour tous les producteurs de déchets** (ménages et activités économiques) **au 31 décembre 2023**[32]. Pour cela, chaque citoyen doit avoir à sa disposition une solution lui permettant de **ne pas jeter ses biodéchets dans les ordures ménagères résiduelles**, afin que ceux-ci ne soient plus éliminés, mais valorisés. La collectivité territoriale définit des solutions techniques **de compostage de proximité ou de collecte**

29 - Code de l'environnement, article L.541-1
30 - Loi n° 2020-105 du 10 février 2020 relative à la lutte contre le gaspillage et à l'économie circulaire et Ordonnance n° 2020-920 du 29 juillet 2020 relative à la prévention et à la gestion des déchets
31 - Article 88 de la loi n° 2020-105 du 10 février 2020 relative à la lutte contre le gaspillage
32 - Transposition de l'échéance de la Directive déchets UE 2018/851

séparée des biodéchets et un rythme de déploiement **adaptés à son territoire**[33].

Ainsi, le tri puis la valorisation par méthanisation de ces déchets organiques ménagers permet le détournement de l'élimination (incinération et enfouissement) d'une importante quantité de déchets biodégradables. La méthanisation concourt à atteindre l'ensemble des objectifs cités plus haut, dont ceux de limitation des quantités de déchets ménagers envoyés en élimination. De plus, le détournement des biodéchets de l'enfouissement au profit d'un traitement biologique adapté, permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES). Dans le cas de l'enfouissement, la fermentation des déchets en l'absence d'oxygène génère une émission de méthane (CH_4) dans l'atmosphère, dont le pouvoir de réchauffement global est 25 fois supérieur à celui du CO_2 et constitue une source de nuisance avérée. Concernant l'incinération, la combustion de biodéchets ménagers et assimilés de type déchets alimentaires (principalement constitués d'eau) n'est pas non plus pertinente car crée du CO_2 également.

Centre de valorisation organique de la Métropole Européenne de Lille

La Métropole européenne de Lille a mis en place en 2007 un centre de valorisation organique (CVO) alimenté chaque année par une moyenne de 80 000 tonnes de biodéchets provenant des ménages collectés en porte-à-porte, des déchets issus de la restauration collective ainsi que des végétaux déposés en déchèteries en apport volontaire. Les 1,2 Mm^3 de biogaz produits sont transformés en biométhane et réinjectés dans le réseau de gaz naturel, pour une équivalence de 6,5 GWh. Ils permettent ainsi d'alimenter une partie des bus métropolitain en bioGNV.

Environ 23 000 tonnes de compost normé sont également produits par l'installation. Ce compost est vendu aux agriculteurs et mis à disposition des mairies et des associations qui en font la demande. Le CVO est en délégation de service public (DSP) et a permis de créer 39 emplois.

Pour aller plus loin :

- ADEME, 2016, «Gérer les déchets organiques sur son territoire»
- ADEME, Solagro-Indiggo, 2013, «Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation»
- AMORCE/ADEME, 2020, «Guide Elu, les déchets et l'économie circulaire »
- AMORCE/ADEME, 2020, «Quelle stratégie de tri à la source des biodéchets ?»
- GRDF/ESPELIA/SOLAGRO, 2021 « Biodéchets : du tri à la source jusqu'à la méthanisation »

33 - Dispositions issues de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

3.1.4. Mélanges d'intrants

Techniquement, le mélange de plusieurs intrants organiques de natures différentes est possible (biodéchets ménagers, boues de station d'épuration, sous-produits de l'agriculture ou de l'industrie agro-alimentaire). Le mélange de déchets de natures diverses dans des proportions contrôlées, contribue à optimiser le processus de traitement biologique et la qualité des substrats produits en vue d'une valorisation agronomique de ces derniers.

Pour autant, la réglementation associée aux mélanges de certains déchets et/ou substrats (digestats) organiques, reste assez restrictive, autorisant ou non certaines applications. Cela est principalement lié au statut auquel appartiennent les matières organiques : produits, sous-produits, déchets. (voir page 30 "Focus : plusieurs statuts pour les matières organiques")

Concernant le traitement des biodéchets triés à la source, qui répondent au statut de "déchets" fixé par le code de l'environnement, la réglementation[34] définit depuis 2016 que « ***les biodéchets qui ont fait l'objet d'un tri à la source ne sont pas mélangés avec d'autres déchets*** ». Toutefois, le mélange de biodéchets et de déchets agricoles (relevant eux du code rural), est possible en vertu de leur statut de sous-produits agricoles. Ainsi, il est par exemple possible de mélanger des biodéchets avec des effluents d'élevage au regard des deux réglementations.

Les dispositions autorisant ou non certains mélanges de déchets organiques peuvent être contraignantes dans un contexte de projet de méthanisation basé sur le traitement conjoint d'intrants de natures diverses. Les biodéchets ménagers et assimilés sont d'autant plus impactés par ces limitations, qu'ils sont directement concernés par une obligation de tri à la source et de valorisation d'ici à fin 2023.

Concernant les boues de stations d'épuration, un arrêté du 11 février 2021[35] autorise toutefois les mélanges entre boues issues de différentes STEU. Néanmoins, une évolution préalable de la rubrique ICPE 2781 est nécessaire pour que ce type de mélange puisse être possible en méthanisation. A ce stade, il est nécessaire de passer par une dérogation préfectorale pour tout mélange contenant des boues urbaines.



Micro méthanisation : dans quelle situation le faire ?
La demande pour des procédés miniatures de méthanisation est récurrente. Des développements apparaissent effectivement, mais sur un plan technico-économique cela reste peu pertinent et généralisable. La méthanisation demande une conduite exigeante des procédés et des sécurités non accessibles au plus grand nombre. Si le compostage reste miniaturisable, de façon très rustique, la méthanisation ne l'est pas.

34 - Décret n° 2016-288 du 10 mars 2016 portant diverses dispositions d'adaptation et de simplification dans le domaine de la prévention et de la gestion des déchets, renforcé par l'ordonnance n° 2020-920 du 29 juillet 2020 relative à la prévention et à la gestion des déchets

35 - Décret n° 2021-147 du 11 février 2021 relatif au mélange de boues issues de l'assainissement des eaux usées urbaines et à la rubrique 2.1.4.0 de la nomenclature des installations, ouvrages, travaux et activités soumises à la loi sur l'eau.

Ce qu'il faut retenir :

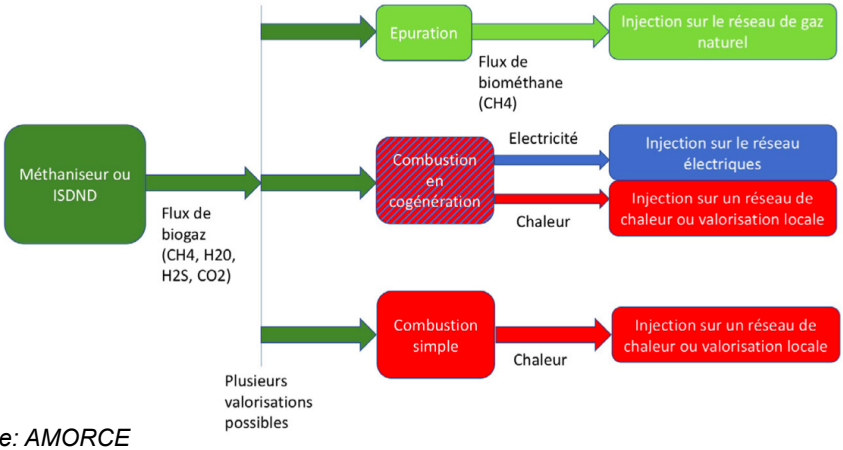
- Dans le cadre d'un portage d'un projet de méthanisation, il est nécessaire de déterminer le potentiel méthanisable du territoire en identifiant tous les substrats organiques disponibles actuellement et à venir, leurs producteurs et leur mode de gestion.
- Techniquement, le traitement conjoint de plusieurs flux organiques de natures différentes est possible (biodéchets ménagers, boues de station d'épuration, déchets d'élagage, sous-produits de l'agriculture ou de l'industrie agro-alimentaire), mais reste très encadré par la règlementation.

3.2. Construire une offre de production et de valorisation énergétique du biogaz

Les activités anthropiques produisent une diversité de déchets organiques (biodéchets, boues de stations d'épuration, ou autres déchets biodégradables). Leur décomposition naturelle entraîne un dégagement de carbone dans l'atmosphère. La récupération de ce carbone sous forme de méthane grâce à la méthanisation permet de récupérer l'énergie perdue lors de cette décomposition, en l'orientant vers une production d'énergie. Au regard de son faible bilan carbone, le biogaz vient participer à la baisse de la consommation d'énergie fossile. Il peut venir substituer une consommation de gaz naturel pour les besoins en chaleur, cuisson ou en transport (véhicules bioGNV), une fois transformé et/ou épuré.

Il existe en effet plusieurs possibilités de valorisation énergétique du biogaz produit : l'épuration, la combustion en cogénération pour produire de l'électricité et de la chaleur ; ou la combustion simple permettant de produire de la chaleur uniquement (cf. figure 15).

Figure 15 : Les différentes valorisations du biogaz issu de méthaniseur ou de capture sur site de stockage de déchets non dangereux



Source: AMORCE

La France compte environ 1200 unités de production de biogaz en France, dont 25 % qui en font une valorisation via une injection dans les réseaux de gaz et 75 % pour lesquelles la valorisation se fait sous forme de chaleur et d'électricité.

Le soutien à ces filières dépend des intrants utilisés et du débit de production, donc de la taille de l'installation. Le Tableau 1 présente les dispositifs de soutien pour l'injection sur les réseaux d'électricité ou de gaz, qui s'appuient sur un tarif d'achat établi via un guichet ouvert ou via un appel d'offre. Ces tarifs constituent une aide au fonctionnement versée par l'Etat au porteur de projet, qui prend la forme d'une compensation financière entre le tarif du marché et le tarif de référence.

Tableau 1 : Récapitulatif de la situation actuelle (août 2021) du soutien de la filière méthanisation

Valorisation sous forme de gaz	Projets d'une capacité < 300 Nm³/h (25 GWh/an)	Projets d'une capacité > 300 Nm³/h (25 GWh/an)
Injection du bio-méthane dans les réseaux (arrêté transitoire)	Guichet ouvert - Art D.446-3 à 16 + Arrêté du 23 novembre 2020	Par appel d'offres (actuellement en discussion)
Valorisation sous forme d'électricité	**Projets d'une capacité < 500 kW**	**Projets d'une capacité > 500 kW**
Biogaz (issu d'ISDND)	Guichet ouvert (art D314-15-6°)	Guichet ouvert (art D.314-23-4°)
Biogaz (méthanisation des boues de STEP)	Guichet ouvert (art D314-15-5°)	Guichet ouvert (art D.314-23-3°)
Biogaz (autres méthanisations)	Guichet ouvert (art D314-15-4°)	--

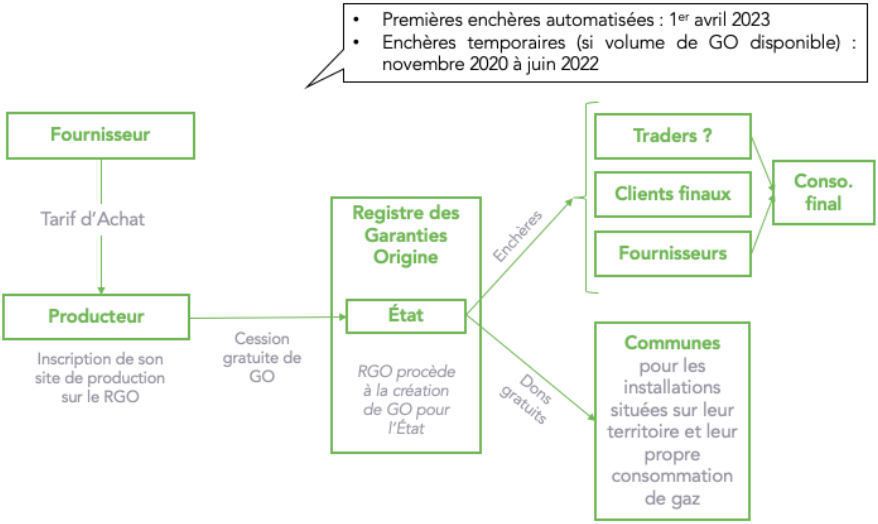
Source : AMORCE 2021

Le mécanisme de soutien au biogaz injecté est attribué aux nouveaux sites de production.

Le mécanisme de soutien au biogaz valorisé en électricité issu d'installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) a cessé d'exister au 31 décembre 2020, en application de l'article 2 du décret n° 2019-527. Cependant les producteurs dont le contrat d'achat est arrivé à échéance peuvent bénéficier d'un nouveau soutien tarifaire, sous réserve d'investissements (Articles D.314-16 et D.314-24). Dans le cadre d'une installation de plus de 300 kW électriques, il y a une obligation d'étude de faisabilité pour l'injection dans le réseau de distribution de gaz.

Il existe par ailleurs **un système de garanties d'origine (GO)** qui permet aux fournisseurs de proposer à leurs clients du gaz vert. Ces GO sont produites par le producteur méthaniseur qui souscrit ensuite un contrat d'achat auprès d'un fournisseur de son choix. Chaque mégawattheure de biométhane injecté donne lieu à l'émission d'une garantie d'origine identifiée grâce à son lieu de production.. Ce mécanisme de traçabilité est géré par un registre. GRDF en est le gestionnaire. Les nouveaux décrets[36] interdisent désormais le cumul entre les garanties d'origine et le soutien de l'État pour les nouveaux projets de production de biométhane, soit ceux pour lesquels un contrat d'achat a été conclu après le 9 novembre 2020. Une dérogation est prévue à l'article L. 446-18 du code de l'énergie pour les installations plus anciennes. Les solutions pour les producteurs seront soit d'émettre les garanties d'origine s'ils se passent de tarif d'achat mis en place par le gouvernement ou de les émettre pour le compte de l'Etat qui vendra celles-ci aux enchères.

Figure 16 : mise aux enchères des garanties d'origines de biométhane associées à des contrats d'achat conclus à partir du 9 novembre 2020



Source : GRDF

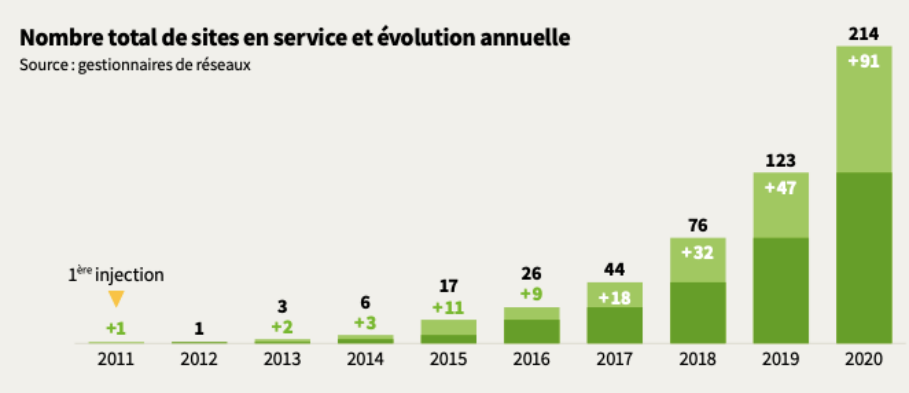
Enfin l'ADEME finance, via une aide à l'investissement la concrétisation des projets de méthanisation à travers le Fonds Economie Circulaire et le Fonds chaleur. Le premier accompagne le financement des équipements de traitement du digestat et les projets de méthanisation avec valorisation du biogaz produit par cogénération. Le second soutient les opérations de méthanisation avec valorisation directe de chaleur (et les réseaux de chaleur associés) ainsi que les projets d'injection de biométhane dans les réseaux de gaz. En bénéficiant de cette aide, un malus sera appliqué sur le tarif demandé pour la vente du biométhane.

36 - 2020- 1700 et 1701 du 24 décembre 2020

Capacité maximale de production (PCS) versus capacité électrique :
Une unité de méthanisation en injection se caractérise par sa puissance en Normo-mètre-cube par heure (Nm^3/h). Le terme Normo fait référence à la norme correspondant à 1 mètre cube dans les conditions standard de 0°C et 1 atmosphère de pression.
Une unité de méthanisation produisant de l'électricité à travers une cogénération est décrite par sa puissance en kiloWatt électrique (kWé).
La capacité maximale de production ou Cmax est le débit horaire moyen d'injection de biométhane que son producteur doit déclarer à la préfecture pour obtenir le tarif d'achat
La valeur de PCS pour Pouvoir Calorifique Supérieur est la valeur énergétique du gaz injecté dont la valeur est réglementée avant injection au réseau - elle doit être supérieure à 10,7 kWh PCS/Nm^3 en France.
Pour définir la capacité de production annuelle d'énergie maximale d'une installation de production de biométhane, on tient compte de ces deux valeurs : Cmax (Nm^3/h) X PCS(kWh/Nm^3) X 8200h (temps de fonctionnement moyen d'une unité).
Le ratio de conversion entre capacité électrique et capacité de production de biométhane équivalente en Nm^3/h est d'environ 4 à 5 soit 100 MWh électriques donne environ 25 Nm^3/h de capacité de production de biométhane

3.2.1. Injection de biométhane dans les réseaux de gaz

Figure 16 : Evolution du nombre d'unités d'injection de biométhane en France



Source : Panorama du gaz renouvelable 2020

Au 1er septembre 2021, 317 unités de méthanisation injectaient du biométhane (5,5 TWh raccordés) sur le réseau de gaz (voir la carte des projets[37]) contre 214 en 2020.

37 - https://www.grdf.fr/institutionnel/actualite/dossiers/biomethane-biogaz/unites-injection-gaz-vert

La politique énergétique nationale priorise désormais l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz avec un objectif de 7 % à 10 % de biogaz dans les réseaux d'ici 2030 contre 1 % actuellement. Une carte de zonage indicative sur les zones a priori favorables à l'injection peut être consultée en ligne avant de faire une demande de pré-étude de raccordement.

Toutes les installations mises en service après le 22 novembre 2011 ont pu bénéficier d'un contrat d'achat, à partir de 2014 pour les stations d'épurations. Ces contrats d'achat ont été définis sur 15 ans avec l'un des 27 fournisseurs de gaz naturel.

Désormais, pour les nouveaux projets de moins de 300 Nm^3/h, soit environ 25 GWh/an, le prix de vente est encadré par l'arrêté du 23 novembre 2020[38], portant sur un mécanisme de soutien de tarif de référence avec une prime aux intrants. Cet arrêté a introduit une baisse en moyenne de 6 à 15 %[39] par rapport au tarif d'achat de 2011, avec un objectif de baisse annuelle de 2 % par an. Par ailleurs, depuis cet arrêté seules les installations n'ayant encore jamais produit de biogaz et présentant une capacité de production inférieure à 300 Nm^3/h peuvent bénéficier de ces conditions (cf. Annexe 1).

Cet arrêté est transitoire, dans l'attente d'un arrêté définitif qui est en cours de notification à la Commission européenne. La première version de ce projet de décret "définitif" envoyé pour notification à la Commission européenne en 2020 ne précise aucun tarif dédié aux biogaz issu de la méthanisation des boues d'épuration et de la collecte du biogaz des Installations de Stockage des Déchets Non Dangereux (ISDND). Des discussions sont toujours ouvertes sur ce point avec la filière.

Pour les projets d'une capacité supérieure à 300 Nm^3/n, l'Etat doit définir un mécanisme d'appel d'offres qui sera géré par la Commission de Régulation de l'Énergie, comme pour les énergies renouvelables électriques.

Dans ce contexte encore mouvant, va arriver un nouveau dispositif : les Certificats de Production de Biométhane (CPB). Disposition issue de la loi climat et résilience, ce mécanisme s'inscrit en réponse à une enveloppe budgétaire qui sera consommée pour les projets de méthanisation conclus au tarif historique et dont le volume sera limité pour les nouveaux projets « Tarifs réactualisés ». Il permet de poursuivre le développement de la filière méthanisation sans impacter les finances publiques. Il vise à obliger les fournisseurs de gaz naturel à s'approvisionner en partie directement auprès d'unités de production de biométhane proportionnellement à leur part de marché soit en achetant directement au producteur ces CPB soit en devenant eux-mêmes producteurs de ces CPB. Il constituera une source de revenus supplémentaires pour les producteurs de biogaz ne bénéficiant pas ou plus (après 15 ans de contrat d'achat) de mécanismes de soutien dédiés. Ce dispositif doit se décliner par l'arrivée des premiers textes d'application courant 2022 (avant les présidentielles). La mise en place progressive des obligations auprès des fournisseurs est attendue pour 2023. Elles devront être en cohérence avec la future PPE.

38 - Arrêté du 23 novembre 2020 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

39 - Environ 5 % pour les tarifs pour STEP/ISDND

3.2.2. De la production d'électricité et de chaleur vers la mobilité BioGNV



En 2020, 861 sites de méthanisation valorisaient le biogaz en électricité ou en chaleur, soit +11% par rapport à 2019.

La valorisation du biogaz peut aussi se faire sur site en produisant de l'électricité et de la chaleur en cogénération. D'ailleurs, les premiers projets de méthanisation agricole ciblaient d'abord ces valorisations. La chaleur produite peut être consommée sur site, à la fois pour maintenir le digesteur à température, mais également pour chauffer les bâtiments d'élevage sur site, des serres, des opérations de séchage (du digestat ou autre), le chauffage de bâtiments (via un réseau de chaleur) ou de sites industriels. A noter qu'une trentaine de réseaux de chaleur est alimentée en partie par la combustion de biogaz (mais le biogaz reste très marginal dans le mix énergétique global des réseaux de chaleur en France).

De même, tout ou partie de l'électricité produite par un procédé de cogénération peut être autoconsommée, notamment pour les besoins du méthaniseur (le mélange des intrants, le pré-traitement ou l'agitation dans le digesteur) et les autres activités sur site.

En 2010, a été mis en place un tarif d'achat dédié à la production électrique à partir de la méthanisation. A partir de 2016, un appel d'offres a été mis en place pour les projets de plus de 500 kW, suite à l'évolution des règles européennes en matière d'aides publiques à l'énergie. Compte tenu de la différence de rendement entre valorisations électrique ou gaz, les usages directs du biogaz sont à prioriser. En effet, la valorisation du biogaz en injection présente un rendement de plus de 95 % alors qu'une valorisation uniquement sous forme d'électricité n'a un rendement que de 35 % environ et de 65 % lorsque la chaleur est valorisée.

Dans ces conditions, l'injection de biogaz dans les réseaux de gaz est à considérer systématiquement. La substitution aux carburants de mobilité constitue une autre valorisation possible par valorisation sur station bioGNV dédiée lorsque celui-ci ne peut être injecté. Le ministère de la Transition écologique a d'ailleurs prévu de définir un mécanisme de soutien au biogaz non injecté pour une valorisation en bioGNV. Un complément de rémunération pourrait ainsi être mis en place via un mécanisme d'appel d'offres pour accompagner ces projets.



Pour aller plus loin :

- SIA PARTNERS "Observatoire du biométhane" 2021
- ADEME - Chaleur issue de la méthanisation
- AMORCE - ENE 38 - Achats d'énergies renouvelables par les collectivités (électricité et gaz) - janvier 2020
- AMORCE - ENE 41 - Observatoire des offres de marché pour la fourniture d'énergie des acheteurs publics (électricité et gaz) - avril 2021
- Produire du biométhane et savoir le valoriser en bioGnV sur son territoire, AURA-EE 2018

Une boucle locale énergétique à Vienne Condrieu

Dans le cadre d'une modernisation et d'une extension de la station d'épuration des eaux usées (STEU), la Communauté d'agglomération de Vienne Condrieu a étudié et déployé une unité de méthanisation sur site. L'opportunité est double : gain économique lié d'une part à la valorisation du biogaz, et d'autre part à la réduction du volume des boues (premier poste de dépense de la STEU). Ce projet s'inscrit dans une volonté politique de boucle locale énergétique, valorisant le biométhane directement en tant que carburant renouvelable sur le territoire. Le contrat de vente de biométhane à un fournisseur intègre une réserve de 20 % de ce volume pour les besoins propres de l'agglomération. Ainsi 20 % des garanties d'origine sont mises à disposition gratuitement auprès du fournisseur de GNV de l'agglomération. La station de mobilité mise en place permet d'alimenter des bus et plusieurs bennes à ordures ménagères.

Figure 17 : Photos : station de mobilité de Vienne Condrieu Agglomération



© *Vienne Condrieu*

Boucle locale énergétique avec la méthanisation agricole

Dans le cadre du projet de méthanisation territoriale de Golfe du Morbihan Vannes Agglomération (GMVA), la collectivité, en partenariat avec la SEM 56 énergies (SEM du Syndicat d'Energie du Morbihan), qui participe au déploiement de station de recherche GNV/Bio-GNV, envisage l'approvisionnement en gaz renouvelables de sa flotte de bennes à ordures GNV.

Ce qu'il faut retenir :

- Un programme de méthanisation permet entre autres de participer à la transition énergétique du territoire, en substituant des usages carbonés par la consommation de biométhane (réseau, chaleur ou encore mobilité) ou de CO_2 biogénique.
- Depuis 2010, la valorisation énergétique du biogaz produit par la méthanisation est encouragée par différents mécanismes de soutien selon le type d'intrant.
- Si les solutions de cogénération avec production d'électricité sur les réseaux étaient précédemment subventionnées, la nouvelle orientation de la politique énergétique nationale vise à privilégier l'injection de biogaz dans les réseaux de gaz et la valorisation pour un usage de mobilité lorsque le réseau ne permet pas d'injecter.
- Des évolutions sont à suivre notamment sur la continuité du soutien de l'injection de biogaz issu des ISDND ou des boues d'épuration.

3.3. Valorisation organique : pilier de l'économie circulaire territoriale

Outre le biogaz, le digestat constitue le 2ème co-produit obtenu à l'issu du processus de dégradation biologique de méthanisation. Il présente un intérêt agronomique par sa composition et peut donc être utilisé en agriculture. Son retour au sol assure le recyclage matière de nos déchets organiques en conformité avec les objectifs d'économie circulaire sur les territoires. Il n'existe pas UN digestat mais DES digestats.

Figure 18 : production de compost



Source : SICOVAD

On considère en effet que les propriétés agronomiques des digestats demeurent dépendantes de la nature des intrants méthanisés. Selon les matières traitées, les digestats auront davantage une valeur amendante ou une valeur fertilisante.

Amendement organique versus engrais : quelles différences ?

- **L'engrais** vise à apporter des éléments fertilisants (nutriments) nécessaires au développement des plantes.
- **L'amendement organique** a pour fonction d'améliorer les propriétés physiques et/ou chimiques et/ou biologiques des sols. Lors de sa dégradation dans le sol, l'amendement peut aussi libérer des éléments fertilisants, communs à ceux présents dans les engrais.

Le développement de filières de traitement biologique telles que la méthanisation participe à la lutte contre l'appauvrissement des sols. Les matières fertilisantes produites à partir des résidus solides de méthanisation, comme les digestats ou les composts de

digestats, sont riches en éléments organiques et minéraux. Leur utilisation contribue ainsi à l'enrichissement des sols, améliorant leurs propriétés physiques, chimiques et biologiques.

Aussi, le retour au sol de la matière contribue à la réduction de la dépendance de l'agriculture aux engrais de synthèse ainsi qu'à l'amélioration de la rétention d'eau des sols pour se prémunir d'épisodes de sécheresse. Dans un contexte d'utilisation intensive des sols générant une érosion et un appauvrissement de ces sols, le recours à ces supports constitue une solution pertinente pour restaurer la fertilité des sols et compenser les émissions globales de gaz à effet de serre.

Figure 19 : Organisation territoriale de la gestion des déchets organiques



Source : © ADEME

3.3.1. Traitement des digestats

Les digestats de méthanisation peuvent être utilisés « bruts », ou après une séparation de phase permettant d'obtenir :

- Une phase solide concentrant notamment la majorité de la matière organique stable et s'apparentant à un amendement organique permettant d'améliorer les caractéristiques physico-chimiques des sols. Elle est souvent orientée directement en épandage sur un terrain agricole ou vers une étape de traitement par compostage, notamment pour hygiéniser la matière fertilisante et disposer d'un compost normé NFU 44-051 (amendements organiques) ou NFU 44-095 (amendements organiques et composts issus du traitement des eaux) dans le cas de valorisation de boues de stations d'épuration.
- Une phase liquide présentant une forte concentration en azote minéral et s'apparentant ainsi à un produit fertilisant azoté, partiellement substituable aux engrais azotés minéraux. Elle est parfois utilisée sur le site pour humidifier la matière entrante ou

est valorisée sur les terres agricoles en tant qu'engrais. Dans le cas des STEU, elle est le plus souvent introduite en tête du traitement épuratoire de la station.

3.3.2. Utilisation des digestats

Bien qu'il constitue une matière fertilisante, un digestat issu d'une unité de méthanisation reste un déchet. Une sortie du statut de déchets de certains digestats est possible sous conditions.

Comme toute matière fertilisante, le retour au sol d'une matière fertilisante produite à partir d'un digestat est encadré par le code rural et de la pêche maritime[40] qui fixe que toute importation, vente, distribution (à titre gratuit) et l'utilisation d'une matière fertilisante est soumise à la procédure d'**autorisation de mise sur le marché (AMM)**.

Toutefois, des dérogations à l'obtention d'une AMM existent et permettent le retour au sol de celles-ci. Pour bénéficier de dérogations, il est nécessaire que les matières fertilisantes obtenues répondent :

- **à un plan d'épandage,** conformément à l'arrêté ministériel du 8 janvier 1998 (en cours de révision) ;
- **à une norme rendue d'application obligatoire,** la norme NFU 44-051 dans le cas de la production d'un amendement organique à partir de déchets ménagers et assimilés, ou NFU 44-095 pour les amendements organiques et composts issus du traitement des eaux, dans le cas d'une valorisation de boues de stations d'épuration.
- **à un règlement de l'Union Européenne** (nouveau règlement n°2019/1009 du 05/06/19 établissant les règles relatives à la mise à disposition sur le marché des fertilisants UE) conformes à un cahier des charges approuvé par voie réglementaire ;
- **à un cahier des charges** approuvé par voie réglementaire garantissant leur efficacité et innocuité. Dans le cas de la méthanisation de biodéchets ménagers et assimilés, les digestats obtenus ne bénéficient pas de cette dérogation. Sont concernés principalement, les digestats de méthanisation agricole (matières agricoles ou végétales).

Une majorité de ces matières fertilisantes produites à partir de déchets organiques (agricoles, ménagers, industriels, d'assainissement, etc.) ont recours à des dérogations à l'autorisation de mise sur le marché, procédure longue et laborieuse.



Pour aller plus loin :

- Site InfoMétha, rubrique "Valorisation du digestat en France : aspects réglementaires"
- Guide " l'Elu, les déchets et l'économie circulaire" collection AMORCE/ADEME
- AgroParisTech, L'utilisation des digestats en agriculture - les bonnes pratiques à mettre en oeuvre

40 - Article L255-2, Code rural et de la pêche maritime : https://www.legifrance.gouv.fr/codes/texte_lc/LEGITEXT000006071367/2021-11-15

Sortie du statut de déchet simplifiée pour certaines matières fertilisantes

Les successives lois EGALim et AGEC ont modifié l'article 255-12 du code rural et de la pêche et fixent qu'une matière fertilisante ou un support de culture issus du traitement de déchets, à l'exception de ceux issus de la transformation de boues de station d'épuration, bénéficient d'un cadre simplifié de sortie du statut de déchets, facilitant les modes de cession et usages de ces matières.

Pour ne plus être considérées comme déchets, ces matières devront être conformes à une norme sur les matières fertilisantes et les supports de culture, ou à la réglementation européenne ou à un cahier des charges défini par voie réglementaire.

Ce qu'il faut retenir :

- Le processus de méthanisation est une étape intermédiaire de valorisation, qui lorsque les digestats sont retournés au sol, assure non seulement une valorisation agronomique, mais aussi une valorisation matière telle que visée par la hiérarchie de traitement.
- Étant considérés comme des déchets, les digestats et leurs dérivés ne peuvent avoir un usage agronomique que dans un cadre réglementaire strict.
- La voie usuelle de valorisation des digestats agricoles est celle de l'épandage contrôlé.
- Des procédures spécifiques sont à suivre pour permettre la libre commercialisation, à titre gratuit ou onéreux des digestats comme l'autorisation de mise sur le marché, la normalisation (NFU 44 051 ou NFU 44 095), la conformité à une cahier des charges ou à une règlement européen fertilisant. Toutefois, des évolutions réglementaires sont en cours à ce titre.

CHAPITRE 4

Stratégie et actions des collectivités



Les unités de production de biométhane s'implantent localement et de manière décentralisée. Les collectivités ont un rôle d'encadrement et d'orientation pour le développement de cette filière sur leur territoire. Elles ont ainsi la possibilité d'être de véritables moteurs de la transition énergétique et écologique de leur territoire notamment par le biais de l'implication dans des projets de production d'énergie renouvelable. Cette implication peut passer par la mise en œuvre des compétences facultatives qu'elles détiennent toutes dans ce domaine (voir page 19 la partie 1.3.2 "Les compétences des collectivités territoriales"). En sus, elles ont nécessairement un rôle d'organisation et de gouvernance à jouer par le biais de la planification qui relève de leurs compétences obligatoires.

Les moyens d'action des collectivités :

- planifier un aménagement du territoire facilitant l'insertion de ces projets de méthaniseurs :
  - Évaluer le potentiel du territoire et fixer des objectifs dans les plans climat-air-énergie territoriaux et les schémas territoriaux.
  - Prévoir un zonage adapté au développement des unités de méthanisation.

- initier le projet : analyser les gisements mobilisables en matières organiques dans le but de pouvoir identifier au mieux les potentiels acteurs à mobiliser et les faire se rencontrer ;

- s'associer à d'autres acteurs locaux en créant, par exemple, une société d'économie mixte (SEM) ;

- porter un projet en propre, par exemple dans le cadre des services publics de gestion des déchets ou d'assainissement collectif ou décider de traiter ses déchets dans une unité de méthanisation territoriale portée par un autre acteur ;

- être un appui financier, en donnant des subventions ou en mettant à disposition un terrain ;

- encourager ou participer à la mise en place d'un financement participatif ;

- aider les porteurs de projet :
  - à informer et renseigner les acteurs locaux et les habitants pour assurer une bonne acceptation locale du projet. En effet, comme tout projet d'énergie renouvelable ou de traitement de déchets, la mise en place d'un projet de méthanisation est complexe et doit nécessiter une attention particulière sur l'acceptabilité du projet par la population ;
  - à mettre en œuvre des pratiques vertueuses pour réduire d'éventuels impacts négatifs notamment sur l'eau.

La collaboration des porteurs de projets avec les élus de la collectivité facilite le développement du projet.

4.1. Déroulement d'un projet

Il faut compter trois à cinq ans entre le début du projet et la mise en service de l'unité de méthanisation. Les premières questions liées à l'émergence d'un projet ont directement trait à l'évaluation du volume et des types d'intrants mobilisables, du potentiel de valorisation du biométhane et du digestat (épandage, etc.) et de la localisation du projet.

Comme pour les projets d'énergies renouvelables, l'approche méthodologique est la suivante :

- **Les pré-études et études de faisabilité qui intègrent :**
  - le gisement, le dimensionnement et la localisation
    - En général, un bureau d'études est missionné pour effectuer un bilan de la quantité et du type des intrants potentiels. Un dimensionnement est réalisé avec les données recueillies afin de proposer une installation avec une ressource pérenne et à un coût adapté. De premières possibilités de localisation du site sont à identifier à cette étape.
  - la sécurité, la réglementation relative aux Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE) à respecter
    - Selon la capacité de tonnage par jour de traitement d'intrants de l'installation et le type d'intrants, les normes ICPE diffèrent. De même un agrément sanitaire peut être requis.
  - le chantier / construction
    - Le maître d'ouvrage du projet fournit un cahier des charges avec les contraintes notamment en lien avec les ICPE (distance aux habitations, distance des cours d'eau, zone non inondable), mais aussi sur le type de valorisation choisie (distance au potentiel raccordement au réseau de gaz par exemple)
  - les prises de contacts, par exemple auprès de la Direction départementale des territoires (DDT) qui peut accompagner le porteur de projet ou auprès de GRDF pour demander une pré-étude de raccordement (gratuite) s'il existe un potentiel d'injection dans le réseau

- **Lancement des études complémentaires** nécessaires à l'obtention de l'autorisation d'exploitation

- **Structuration du montage juridique et financier :**
  - création de la société de projet dédiée à l'unité de méthanisation
  - montage de dossier financier

- **Dépôt du dossier d'autorisation et phase d'instruction administrative :**
  - dossier d'autorisation d'exploiter au titre des ICPE à déposer auprès des services de la Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL)
  - demande d'agrément sanitaire si nécessaire (toutes les installations gérant des matières animales doivent obtenir un agrément) auprès de la Direction Départementale de la Cohésion Sociale et de la Protection des Personnes (DDCSPP).

- **Phase avant travaux :**
  - après l'obtention des autorisations administratives, une étude approfondie de raccordement doit être demandée auprès de GRDF (payante)
  - dépôt du permis de construire (PC)

- **Phase de construction :**
  - le maître d'ouvrage suit la réalisation du contrat de travaux et les prescriptions des arrêtés ICPE.
  - le coût de raccordement au réseau en cas d'injection dans le réseaux de gaz est partiellement pris en charge par le gestionnaire du réseau au titre de la réfaction (40%)

- **Phase d'exploitation :**
  - suivi des intrants et du plan d'épandage – évacuation des digestats
  - au cours de l'exploitation, en cas d'injection dans le réseau de gaz, différents coûts seront à la charge du producteur, comme la redevance annuelle de poste d'injection, les coûts d'analyses périodiques du biométhane (6 000 à 12 000 € /an) et un timbre d'injection (de 0 à 0,7 €/MWh)

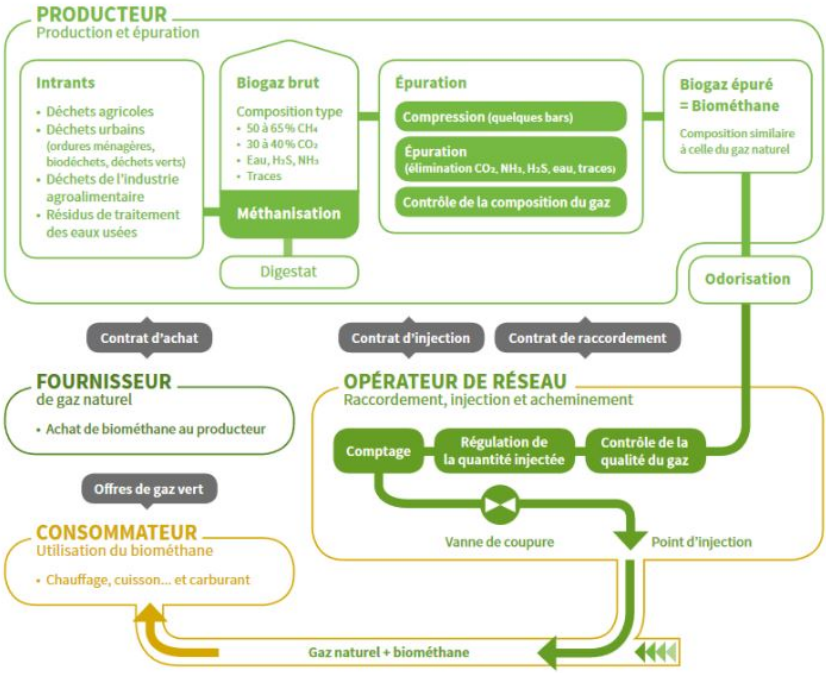
La communication auprès des citoyens devra être prévue en amont et tout au long de la vie du projet afin de faciliter son appropriation par le territoire (voir la sous-partie 4.2.4 page 66 : Organiser la concertation sur le territoire).

À travers les différentes étapes d'un projet, différents acteurs entrent en jeu, pouvant être liés par des contrats, notamment en cas d'injection du biogaz dans les réseaux de gaz.



Droit à l'injection :
La loi Egalim du 30 octobre 2018 a créé le droit à l'injection. Ainsi, les gestionnaires de réseaux de gaz naturel doivent désormais se concerter afin d'anticiper et coordonner les travaux nécessaires au raccordement des projets d'injection d'une zone en réduisant au maximum les coûts de modification des réseaux pour la collectivité. La carte de zonage est accessible sur le site : projet-methanisation.grdf.fr

Figure 20 : Schéma des étapes du producteur au consommateur de biométhane



Source : GRDF

Ce qu'il faut retenir :

- Pour monter un projet de méthanisation, différentes études sont nécessaires pour cadrer le projet : Quels intrants ? Quelle quantité ? Est-ce que ce mix d'intrants est pertinent ? Quelle voie de valorisation de biogaz est opportune pour le(s) site(s) considéré(s) ? Quelle valorisation du digestat est possible ? Quelle localisation retenir pour l'unité de méthanisation ? Quelle est la raison d'être de ce projet ?
- Un projet, de sa conception à sa mise en service, peut prendre 3 à 5 ans durant lesquels le porteur de projet réalise ces études ainsi que les démarches pour obtenir les autorisations et conclure les contrats nécessaires au lancement du chantier et de l'exploitation.
- La communication vers le public doit intervenir très tôt, être structurée et organisée, et se maintenir tout au long de la vie du projet. L'implication des élus et des citoyens est une étape à ne pas négliger. Les situations de blocage peuvent paralyser le développement des projets au même titre que des impairs financiers, administratifs ou techniques.

Pour aller plus loin :
- Réaliser une unité de méthanisation à la ferme, ADEME 2019
- Montage de projet de méthanisation, ADEME 2015

Critères de durabilité et d'émissions de gaz à effet de serre

Dans le cadre de la transcription en droit français de la directive européenne RED II (11/12/2018) relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, le gouvernement a publié une ordonnance le 3 mars 2021.

Cette directive européenne définit notamment des critères de durabilité et d'émissions de gaz à effet de serre pour la filière méthanisation. Ces critères encadrent l'appellation de projet "durable", qui conditionne l'attribution des aides d'Etat. En d'autres termes, ces critères permettront de définir les installations de méthanisation qui comptent dans l'atteinte des objectifs nationaux et qui ont droit aux aides d'Etat. On peut noter que la filière des biocarburants suit déjà ce procédé de certification depuis 2010 en France (suite à la directive RED I).

Seules les grandes installations seront concernées par ces critères : installations d'une puissance thermique nominale (combustion de biogaz) supérieure à 2 MW ou ayant une capacité d'injection de biogaz de plus de 19,5 GWh PCS/an (soit 206 Nm^3/h). Pour les installations thermiques issues de la biomasse solide, le seuil sera fixé à 20 MW.

Les critères de durabilité ont pour objectif de s'assurer que les matières intrants de méthaniseurs ne proviennent pas :
- de terres de grande valeur en termes de biodiversité (réserves naturelles, parc nationaux, Natura 2000, etc.) ;
- de terres présentant un important stock de carbone (boisements, forêts, zones humides) ;
- de tourbières.

En effet, l'utilisation de ces terres tend à annuler les bénéfices de réduction d'émissions de gaz à effet de serre permise par la méthanisation.

Les critères de durabilité intègrent l'évolution de la qualité des terres concernées depuis 2008. Les critères de durabilité s'appliquent essentiellement à la biomasse agricole. Pour les intrants issus de déchets et autres résidus agricoles, un plan de gestion et/ou de suivi de qualité des sols sera contrôlé. Une attestation annuelle devra être obtenue par les opérateurs économiques sur la gestion des intrants, digestats et installations de méthanisation auprès des organismes certificateurs compétents.

Les intrants tels que les résidus et déchets non agricoles et les déchets solides municipaux ne sont pas concernés.

Le deuxième critère proposé par la directive concerne les émissions de gaz à effet de serre, et se base sur la comparaison du bilan CO_2 de l'ensemble des étapes de la chaîne de méthanisation depuis la collecte, le transport, le stockage, l'unité de métha-

nisation etc., avec une valeur fixe de la production équivalente issue d'énergie fossile.

La labellisation QualiMétha ®

La labellisation d'acteurs mise en place par l'ATEE (Association Technique Energie Environnement) en 2020, vise à rassurer les parties prenantes qui s'engagent aux côtés d'un porteur de projet. Les investisseurs, les assureurs, et les banques peuvent désormais se baser sur la labellisation QualiMétha®. Ce sont les entreprises (maîtres d'œuvre, assistants à maîtrise d'ouvrage, contracteurs, constructeurs etc.) qui sont concernées par cette labellisation. Ces entreprises reçoivent la labellisation pour 3 ans. Plus d'une vingtaine d'entreprises ont déjà reçu leur certification et une cinquantaine sont en cours de labellisation. Ce label n'intègre pas encore de dimension sur la qualité du dialogue territorial et les échanges avec les collectivités territoriales.

Depuis 2021, la demande de labellisation est nécessaire pour l'obtention de l'aide ADEME "investissement dans une installation de méthanisation". Cette démarche de qualité est en constante évolution, avec le renforcement de critères afin d'accompagner le développement de la filière du biogaz avec une agriculture durable. Une deuxième version du label est prévue pour 2022 (QualiMétha ® II).

Pour en savoir plus, le site de l'ATEE est disponible à cette adresse : https://atee.fr/energies-renouvelables/club-biogaz/label-qualimetha

Le contrat de "Progrès méthanisation" :

En septembre 2021, la création d'un contrat "progrès méthanisation" a été annoncée par les acteurs de la filière méthanisation qui vise à inciter les exploitants à s'inscrire dans une démarche d'amélioration continue de l'exploitation de leur site.

Cette initiative est portée par sept acteurs du monde agricole et de l'énergie - l'Association des Agriculteurs Méthaniseurs de France (AAMF), l'Assemblée Permanente des Chambres d'Agriculture (APCA), le Club biogaz ATEE, France Gaz Renouvelables (FGR), la Fédération Nationale des Syndicats d'Exploitants Agricoles (FNSEA), CH4 Process (bureau d'étude spécialisée sur l'exploitation /maintenance) et GRDF. Elle sera proposée aux exploitants des sites de méthanisation et aux futurs porteurs de projet d'ici un an.

Pour aller plus loin :

- ADEME, 2019, Sécuriser les apports et contractualiser pour bien valoriser les substrats en méthanisation
- ADEME, 2017, Guide d'accession à l'agrément sanitaire pour les traiteurs de sous-produits animaux carnés

4.2. Faciliter le développement des projets de son territoire

La collectivité a des obligations réglementaires dans l'émergence des projets : élaboration des planifications locales et délivrance des autorisations pour chaque projet. Elle peut également aller plus loin en facilitant et en accompagnant les projets : élaboration d'une planification travaillée en faveur des énergies renouvelables et notamment la méthanisation et le biogaz, communication, concertation, aide au développement d'initiatives portées par des acteurs du territoire.

4.2.1. Planification énergétique régionale et locale

A travers les documents de planification et d'urbanisme, les collectivités peuvent s'engager en affichant leur soutien à la production de biogaz et en fixant des objectifs de développement. Les collectivités peuvent ainsi favoriser cette énergie renouvelable en levant des contraintes et en réservant des zones dédiées à l'implantation d'installations.

L'inclusion de la méthanisation dans les différents documents de planification (SRADDET, S3RENR, PCAET) et d'urbanisme (SCoT, PLU, PLUi) constitue un moyen à la disposition des collectivités pour, à leur niveau, fixer des objectifs, planifier, aménager, réglementer et faire émerger des projets selon les gisements identifiés sur leur territoire. Cela peut être fait de différentes façons et avec une force juridique variable.

4.2.2. Délivrance des autorisations réglementaires

Les démarches réglementaires relatives au montage d'un projet de méthanisation sont principalement de trois ordres :

- obtention d'un permis de construire ;
- obtention de l'autorisation ICPE (Installation Classée pour la Protection de l'Environnement) - cf. annexe 2 ;
- obtention d'un agrément sanitaire dans le cas où l'unité traite des sous-produits animaux - cf. annexe 2.

La collectivité joue un rôle lors de la délivrance du permis de construire.

La réglementation ICPE



Toute unité de méthanisation est considérée comme une Installation Classée pour la Protection de l'Environnement (ICPE), au sens où son activité est susceptible de créer des risques ou de provoquer des pollutions ou nuisances, notamment pour la sécurité et la santé des riverains. Ce classement ICPE encadre le fonctionnement de ces activités.

Les installations de méthanisation dépendent de la rubrique 2781 des ICPE. Cette rubrique présente 3 régimes, celui de la déclaration, de l'enregistrement ou de l'autorisation. Ces différents régimes détaillent les règles et procédures pour obtenir le droit d'exploitation d'une installation de méthanisation. Ceci inclut toute

unité de méthanisation, même domestique.

Les arrêtés encadrant ces ICPE sont :

- **Autorisation : Arrêté du 10 novembre 2009** fixant les règles techniques auxquelles doivent satisfaire les installations de méthanisation soumises à autorisation en application du titre Ier du livre V du code de l'environnement - dernière modification : 14 juin 2021
- **Enregistrement : Arrêté du 12 août 2010** relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées de méthanisation relevant du régime de l'enregistrement au titre de la rubrique n° 2781 de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement - dernière modification : 17 juin 2021
- **Déclaration : Arrêté du 10 novembre 2009** relative aux prescriptions générales applicables aux installations classées de méthanisation soumises à déclaration sous la rubrique n° 2781-1 - dernière modification : 17 juin 2021

Voir Tableau Annexe 2 page 74 : nomenclature ICPE par type de méthanisation

On retrouve dans ces arrêtés l'encadrement et le suivi des installations :
- plan d'épandage ;
- suivi et traçabilité des intrants ;
- suivi des digestats.

La réglementation sanitaire

Les exigences sanitaires sont requises par toute installation de méthanisation valorisant en biogaz des intrants organiques. Ces exigences sont propres à chaque catégorie de déchets, mais se déclinent selon les traitements et la destination finale des sous-produits.

Ainsi il est nécessaire pour un porteur de projet de disposer d'un agrément sanitaire pour traiter certains flux, dont certains sous-produits animaux. L'agrément sanitaire comportera alors la mention de "conversion de sous-produits animaux de catégorie 2 et 3 en biogaz". Aussi, selon la nature des substrats livrés sur l'unité de méthanisation, il est parfois nécessaire d'hygiéniser en amont les intrants avant le processus de traitement.

Pour aller plus loin :
- GRDF, 2021, Guide de mise en oeuvre de l'hygiénisation
- Voir Annexe 2 page 74 : réglementation sanitaire des sous-produits animaux

4.2.3. Accompagner les porteurs de projets

Lors du développement de projets, les collectivités peuvent afficher clairement leur soutien politique en usant des outils de communication à leur disposition, en organisant des ateliers/débats à des fins d'information, de sensibilisation et d'amorçage de discussion sur d'autres enjeux de la transition énergétique et écologique. En travaillant de pair avec les porteurs de projets (agriculteurs, syndicat de déchets/eau ou tiers), les collectivités peuvent augmenter l'acceptabilité des projets et en favoriser l'essaimage. Voir 4.2.4 page 66 : "Organiser la concertation sur le territoire"

Les débats publics autour de l'énergie et / ou de l'agriculture sont parfois l'occasion de proposer aux citoyens, agriculteurs ou tiers de créer un groupement pour développer des projets sur le territoire. De plus en plus de structures de ce type voient le jour en France, avec le cas échéant des animateurs locaux comme Energie Partagée qui accompagnent ces démarches citoyennes locales. Energie Partagée recense actuellement près de 260 projets de production d'énergie renouvelable à gouvernance locale; la carte de ces projets est consultable sur leur site internet.

Lorsqu'un projet est porté par un collectif citoyen ou groupement d'agriculteurs, les collectivités peuvent mettre à disposition des locaux pour les réunions et autres manifestations de mobilisation et participation au développement. Elle peut également proposer un soutien technique à travers la disponibilité d'un employé des collectivités pour répondre aux questions des citoyens et des collectifs. Toutefois, il ne s'agit pas de mettre un agent à disposition du porteur de projet au sens du droit de la fonction publique. Les agents mobilisés effectuent leur mission organisée exclusivement par la collectivité, sous le contrôle hiérarchique de celle-ci.

D'après une étude de CoopaWatt (initiateur et accompagnateur de création de coopératives locales et citoyennes) sur une Mesure d'Impact Social auprès des coopératives citoyennes, près de 53 % des personnes impliquées dans un collectif citoyen trouvent qu'avec cette initiative, un lien s'est créé entre les citoyens et les collectivités. D'ailleurs, plus de 70 % des citoyens interrogés voient les collectivités comme un acteur clé dans les initiatives citoyennes.



Outils et charte de suivi de projet sur le territoire :

France Nature Environnement, avec le soutien de l'Ademe et de GRDF, a mis à disposition l'outil Methascope[41]. L'objectif étant de favoriser l'émergence des bons projets de méthanisation, et d'aiguiller la prise de position à l'aide d'une grille d'analyse multi-critères.

Energie Partagée a publié en 2016, une charte dédiée à la méthanisation faisant la promotion des pratiques et projets les plus compatibles avec le modèle agricole de demain.

41 - https://www.fne.asso.fr/publications/méthascope

4.2.4. Organiser la concertation sur le territoire

Une unité de méthanisation est un équipement industriel, créant une modification sur l'environnement proche. Ainsi, qu'il s'agisse de répondre à des appréhensions de modifications visuelle, olfactive ou de risque industriel, le dialogue territorial est essentiel pour embarquer tous les acteurs locaux dans un tel projet.

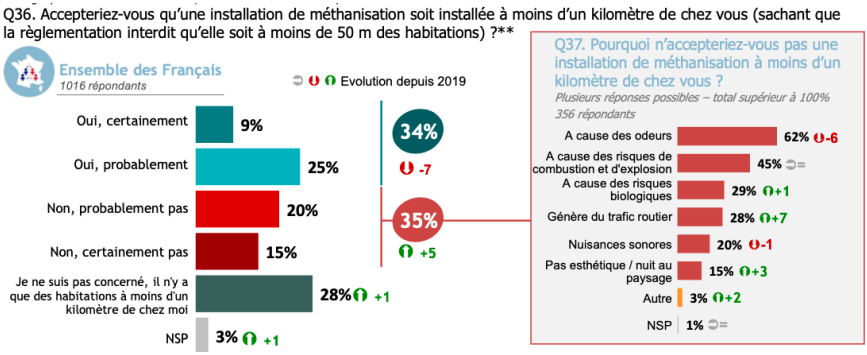
Enjeux d'appropriation

La méthanisation peut parfois être au centre de crispations de riverains. Des associations d'opposition à certains projets de méthanisation peuvent se monter et la presse peut se faire l'écho de telles mobilisations.

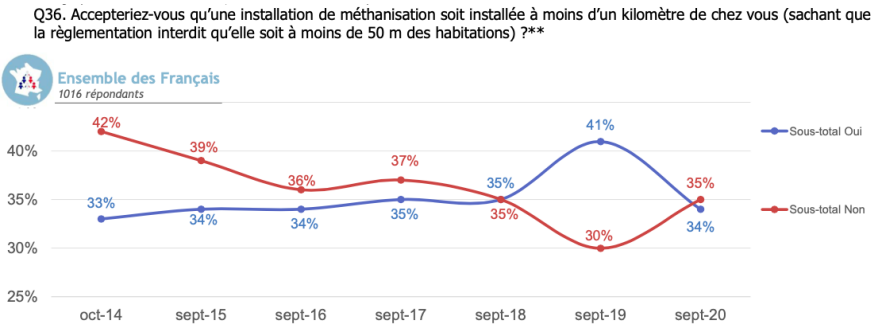
Ces oppositions émanent souvent d'un manque d'information et de dialogue, une méconnaissance des enjeux, en particulier s'agissant de projets agricoles qui sont des opérations privées sur des parcelles privées.

L'appréhension que peut susciter un projet de méthanisation ressort dans les dernières enquêtes annuelles "*Les Français et l'environnement*" publiées par l'ADEME. A la question, "*Accepteriez-vous qu'une installation de méthanisation soit installée à moins d'un kilomètre de chez vous (sachant que la réglementation interdit qu'elle soit à moins de 50 m des habitations ?*"[42], si un peu plus d'un tiers des Français consultés répond favorablement, une part équivalente s'exprime défavorablement. À titre d'élément de comparaison, les installations solaires présentent des résultats favorables (sous certaines conditions) à plus de 90%. Les principales raisons de ce refus sont le risque de gênes olfactives, les risques de combustion et d'explosion, les risques biologiques et le trafic routier. La baisse d'avis favorable en 2020 par rapport à 2019 s'observe également sur les autres énergies renouvelables, car l'éolien et l'hydrogène perdent également 7 points, et le solaire 4 points.

Figure 21 : Résultats du baromètre des Français et l'environnement - Dec 2020



42 - Désormais 200 m pour les nouveaux projets depuis juin 2021



Source : ADEME & Opinion Way

Ces questions des enjeux d'appropriation sont liées au niveau de connaissance des citoyens et à la pédagogie mise en place autour de ces projets. Les questions usuelles sont présentées ci-après avec des premiers éléments de réponse.

Synthèse des grandes questions et des réponses sur les enjeux de la méthanisation par Jacques Wiart 2021 / ADEME :

Odeurs



Le processus de méthanisation se déroule, par son principe même, dans une enceinte close, étanche à l'air. Il n'y a donc aucune odeur émise en cours de méthanisation. De même, le digestat final produit est désodorisé.

Les odeurs peuvent se dégager uniquement lors de l'arrivée et de la préparation des matières organiques brutes, avant introduction dans le méthaniseur. Pour prévenir cette nuisance, la réception et la préparation des matières doivent donc se produire dans un hangar clos, sous dépression, avec traitement de l'air par biofiltres.

Bruits



Peu de bruits particuliers spécifiques dans une installation de méthanisation au-delà du bruit des engins de transport et manutention des matières (intrants et digestats). En cas de cogénération, le moteur est installé dans un conteneur clos, isolé phoniquement, avec une limite sonore fixée à 55 dB à 50 m. En cas d'injection (moins sonore que dans le cas d'un moteur de cogénération), l'atelier d'épuration du biogaz est aussi insonorisé.

Trafic



Une installation de méthanisation induit des transports pour l'approvisionnement en matières et pour la valorisation agricole du digestat. Le dossier d'information doit renseigner sur le nombre de transports par jour, les jours de la semaine concernés, les horaires, et les itinéraires de transport retenus dans le projet.

Souvent ces matières étaient déjà valorisées avant le projet : c'est donc aussi le bilan

net du transport avant/après projet qui doit être calculé pour apprécier l'incidence nouvelle du projet. Cette approche peut aussi être retenue dans l'évaluation du bilan des émissions de gaz à effet de serre (GES).

Paysage



Tout projet de construction modifie le paysage existant. Les études du projet doivent rechercher la meilleure localisation possible et l'insertion la plus discrète du projet dans le paysage végétal environnant et s'en inspirer.

Explosion, fuites de méthane



Le méthane est un gaz inflammable et explosif en mélange avec l'air (5 à 15 %) et au contact d'une source de flammes ou d'étincelles. L'auto-inflammation (inflammation en l'absence d'une source comme une étincelle ou une flamme) se produit à 535 °C, cas jamais rencontré en situation normale.

Toute installation de méthanisation est équipée de soupapes et torchères en cas de surpression anormale. En cas de fuite, au-delà d'une zone 3 mètres, le risque explosif disparaît du fait de la dilution dans l'air.

Les accidents relevés sont particulièrement rares, au regard du millier d'installations recensées en fonctionnement, et n'ont jamais affecté le voisinage des sites, biens et personnes.

La recherche des fuites fait partie des bonnes pratiques de gestion des installations, car le gaz doit être valorisé et non gaspillé ! Un objectif de moins de 1 % de biogaz perdu fait désormais partie des seuils réglementaires à respecter.

Bilan énergétique global et gaz à effet de serre



Les projets de méthanisation consomment de l'énergie (transport, fonctionnement, construction) mais produisent au final de l'énergie renouvelable qui se substitue à des énergies carbonées. Le bilan final est très positif, compris entre 1 000 et 3 000 tonnes équivalent CO_2/an par projet.

Chaque projet étant différent, le bilan global est à calculer à chaque fois, et fait partie des données de communication accessibles à toute personne intéressée.

Pollution agricole par les digestats



Les digestats ont valeur de fertilisants organiques. A ce titre, leur usage doit répondre aux réglementations et bonnes pratiques en vigueur : stockage pour épandage aux bonnes périodes seulement utiles ; analyses du digestat avant épandage ; calcul de doses ; matériels appropriés. Bien gérés, les digestats évitent l'emploi d'engrais minéraux et favorisent une agriculture plus organique, tout en rendant aux sols les minéraux extraits lors de la production agricole initiale.

Dialogue territorial

Dans ce contexte, afin d'assurer une meilleure intégration des acteurs locaux et pour favoriser l'acceptation sociale d'un projet, le dialogue territorial est essentiel. On entend par dialogue territorial les pratiques de concertation et de médiation environnementale permettant de rapprocher des acteurs ayant des intérêts différents, parfois divergents, afin de faire avancer un projet commun. Pour limiter les potentielles oppositions ou défaut d'information local, le porteur d'un projet est invité à contacter rapidement les élus locaux pour discuter du potentiel projet.

Porteur de projet et collectivité sont incités à communiquer rapidement sur les différentes étapes du projet. La mise en place d'un processus de concertation locale peut se faire dès la réalisation des études de faisabilité pour inclure les acteurs locaux dans la réflexion "site d'implantation", "dimensionnement", etc.

La réglementation impose une enquête publique sur le projet soumis à autorisation selon le régime ICPE. C'est l'occasion d'évaluer les oppositions et de donner des éléments de réponses aux enjeux relevés. Cela étant, cette étape intervient tardivement dans le processus de détermination du projet. Ainsi il est préférable d'initier le dialogue avec les citoyens et les représentants locaux en amont des demandes d'autorisation. Selon les cas, la collectivité peut agir en tant que coordinateur des différents acteurs d'un projet. Certains projets associent des collectifs citoyens au financement et aux instances de décisions et suivi de projet.

Le projet Methamoly du Simoly : des agriculteurs, des collectivités et des citoyens

Le SIMOLY (Syndicat Intercommunal des Monts du Lyonnais), dont les compétences ont aujourd'hui été intégrées à la communauté de communes des Monts du Lyonnais, a été à l'initiative et a porté les différentes études d'opportunité et de localisation des gisements de biodéchets qui sont à l'origine du projet de méthanisation Méthamoly. Suite à la constitution d'un collectif d'agriculteurs motivés et impliqués, la collectivité s'est ensuite positionnée en tant que coordinateur entre les différents acteurs du projet. Elle conserve un rôle d'animation dans le projet, grâce à la labellisation Groupement d'Intérêt Économique et Environnemental (GIEE) du collectif. Le méthaniseur sera géré par une SAS, qui regroupe le collectif d'agriculteurs majoritaire, les citoyens, les collectivités via une SEM et d'autres partenaires privés.

L'unité de méthanisation fonctionnelle depuis 2018 traite environ 15 500 tonnes de biodéchets issus de l'agriculture, des collectivités et des industries agroalimentaires du territoire. Elle produit et injecte près de 12,5 MWh/an de biométhane dans les réseaux de gaz naturel de deux communes voisines. A terme, elle pourra également alimenter les bornes GNV qui seront mises en place pour l'alimentation des véhicules compatibles et notamment les camions de collecte des déchets de la communauté de communes.

Pour aller plus loin :

- Guide de mise en œuvre de l'hygiénisation en méthanisation - GRDF/ AILE - 2021
- Pilotez votre projet de méthanisation en lien avec les acteurs de votre territoire - Le dialogue territorial, un outil concret au service de l'appropriation des projets d'énergie renouvelable - CERDD - 2019
- Informer et dialoguer, autour d'un projet de méthanisation, ADEME
- La méthanisation en 10 questions - ADEME
- Méthanisation agricole : retour d'expérience sur l'appropriation locale des sites en injection
- Méthanisation agricole - Quelles conditions de durabilité de la filière en France ? - WWF
- Observatoire des projets citoyens : https://energie-partagee.org/decouvrir/energie-citoyenne/tous-les-projets/
- IFREE, Collectivités et méthanisation : faciliter, accompagner, participer à l'installation d'unités de méthanisation agricole dans les territoires - GRTGaz, GRDF, DREAL, AURA-EE

Ce qu'il faut retenir :

- Les collectivités ont un rôle à jouer pour faciliter l'émergence de projets de méthanisation.
- En lien avec les acteurs agricoles, les syndicats de traitement de déchets, et les syndicats d'eau, les collectivités peuvent planifier et accompagner un projet global de méthanisation territorial.
- Comme toute nouvelle installation industrielle sur un territoire, la collectivité peut accompagner son déploiement à travers la construction d'un dialogue territorial pour prendre compte de tous les avis et palier au défaut d'information.

4.3. Participer au montage d'un projet ou porter un projet en propre

Pour mémoire, les communes et les intercommunalités ont compétence pour "aménager, faire aménager, exploiter, faire exploiter" toute nouvelle installation de production d'énergies renouvelables sur leur territoire et les territoires limitrophes (Art. L. 2224-32 du Code Général des Collectivités Territoriales) (cf. la parte 1.3.2 page 19 Les compétences des collectivités territoriales)

La collectivité peut donc décider de s'impliquer directement dans le montage des projets :

1. Implication dans les montages financiers et juridiques : cette participation est possible à différents stades des projets (implication dans le portage du projet et/ ou directement au sein de l'opérateur du projet).
2. Montage d'un projet : cette forme d'implication se matérialise également à différents stades : portage du projet seule et réalisation de montages consistant à

déléguer la réalisation et la gestion (gestion déléguée ou régie externalisée) ou de montages intégrés (régie internalisée).

Les projets de méthanisation nécessitent une ingénierie organisationnelle qui doit être pensée dès l'émergence du projet et bien planifiée. La place de la collectivité et l'architecture contractuelle et administrative sont des paramètres cruciaux à intégrer.

Le premier stade de réflexion vise à arrêter l**e type de portage** pour le projet : Quelle maîtrise d'ouvrage pour le projet ? Quelle capacité de contrôle de la collectivité ? Qui porte le risque ? Quels liens entre les différents acteurs du projet ?

La collectivité peut ainsi porter le projet en régie, en société publique locale en coopération avec une autre structure publique, investir ou simplement accompagner un projet privé (initiative d'entreprises, d'agriculteurs ou de collectifs citoyens).

Ensuite il s'agit de choisir l'opérateur du projet, i.e. celui qui obtient les autorisations, les contrats et exploite ensuite l'installation :

- Si la collectivité est maître d'ouvrage du projet, le choix d'un gestionnaire 100 % public est possible en régie, en SPL, avec différents modes de gestion (internalisée, personnalisée). Elle peut aussi faire le choix d'un opérateur privé via un marché d'exploitation ou une délégation de service public.
- Si la collectivité investit dans un projet avec un ou plusieurs acteurs privés, on distingue le cas où les collectivités sont majoritaires (Société d'Economie Mixte) ou minoritaires (Société anonyme ou Société par Actions Simplifiées). En effet, la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte a ouvert la possibilité pour les collectivités territoriales et leurs groupements de participer au capital de sociétés anonymes (SA) ou de sociétés par actions simplifiée (SAS) portant des projets locaux de production d'énergies renouvelables.

Dans le cadre de la valorisation des boues d'épuration ou de biodéchets, ce sont principalement les intercommunalités ou les syndicats (eau/déchets) qui seront amenés à lancer un marché dédié directement ou dans le cadre d'une délégation de service public existante.

Bi-méthanisation pour biodéchets et boues d'épuration

Le Roannais Agglomération, avec l'appui du syndicat du cycle de l'eau Roannaise de l'Eau, a lancé en 2012 une étude d'opportunité pour co-méthaniser des biodéchets et les boues d'épuration de la STEU. Compte tenu des évolutions règlementaires, la décision s'est portée vers une bi-méthanisation. Roannais Agglomération a lancé un marché de concession en 2019 et contractualisé la même année avec le groupement Roanne Bio Energie (SUEZ Eau France SA - SAS BM Environnement - ENGIE Biogaz). L'unité sera en fonction en 2023.

Pour aller plus loin :

- Amorce - ENJ 15 - Guide des montages juridiques : production d'énergie renouvelable et réalisation de réseaux de chaleur et de froid par les collectivités
- ADEME - Guide pour le financement de la méthanisation - 2020
- Se lancer dans un projet de méthanisation - GRDF - https://projet-methanisation.grdf.fr/montage-dun-projet/

Ce qu'il faut retenir :

- La collectivité peut avoir plusieurs rôles dans la réalisation de projets de méthanisation sur son territoire. L'accompagnement d'un projet peut se faire de plusieurs manières qu'il est nécessaire de définir.
- Dans le cadre des projets de traitement de biodéchets et boues d'épuration, la collectivité est maître d'ouvrage.
- Les unités de méthanisation sont soumises à la réglementation sur les installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), spécifiquement la rubrique 2781. Pour le cas du traitement des boues de STEP sur site, c'est la réglementation IOTA.
- La réglementation sanitaire impose certaines exigences, notamment qu'une installation de méthanisation valorisant en biogaz des intrants organiques dispose d'un agrément sanitaire préalable.

ANNEXES

Annexe 1 : Evolution des mécanismes de soutien suite à l'arrêté du 23 novembre 2020

Tableau 2 : Tarif d'achat de l'arrêté du 23 novembre 2020 pour la méthanisation de produits ou déchets non dangereux hors boues de STEP et industrielles

Installations de méthanisation de produits ou déchets non-dangereux hors boues de STEP urbaines et industrielles (<300 Nm^3/h)	
Tarif d'achat	Entre 86 et 122 €/MWh
Prime d'effluents d'élevage	Entre 0 et 10 €/MWh
Prime de raccordement	Entre 0 et 3 €/MWh
Décote si aide de l'ADEME sollicitée	-5 €/MWh

Tableau 3 : Tarif d'achat de l'arrêté du 23 novembre 2020 pour la méthanisation de produits ou déchets non dangereux y compris les boues de STEP et industrielles

Installations de méthanisation en digesteur de produits ou déchets non dangereux, y compris les matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles (<300 Nm^3/h)	
Tarif d'achat	Entre 86 et 122 €/MWh
Prime eaux usées	Entre 0 et 20 €/MWh
Prime de raccordement	Entre 0 et 3 €/MWh
Décote si aide de l'ADEME sollicitée	-5 €/MWh

Tableau 4 : Tarif d'achat de l'arrêté du 23 novembre 2020 pour le biogaz issu des installations de stockage des déchets non dangereux

Installations de stockage des déchets non dangereux (<300 Nm³/h)	
Tarif d'achat	Entre 86 et 122 €/MWh
Prime eaux usées	Entre 0 et 20 €/MWh
Prime de raccordement	Entre 0 et 3 €/MWh
Décote si aide de l'ADEME sollicitée	-5 €/MWh

Notes :

1. La prime de raccordement ne s'applique qu'aux projets raccordés à un réseau de distribution qui dessert moins de 100 000 clients.
2. Comme indiqué, si le projet bénéficie déjà d'une aide ADEME (se renseigner auprès des correspondants ADEME régionaux), un malus est appliqué au tarif d'injection.
3. Les installations en cogénération souhaitant réaliser une conversion pour injecter le gaz dans les réseaux ne sont pas éligibles à ce tarif d'achat.

Annexe 2

Tableau 5 : nomenclature ICPE par type de méthanisation

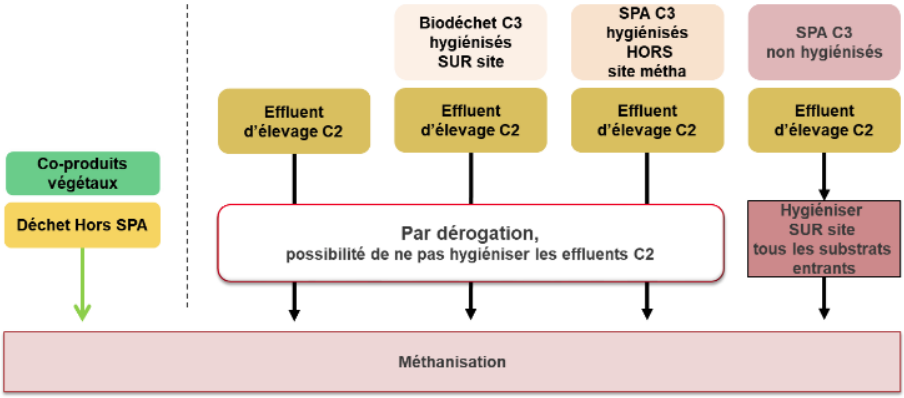
I2781-1- Méthanisation de matière végétale brute, effluents d'élevage, matières stercoraires, lactosérum et déchets végétaux d'industries agroalimentaires	Régime
A) Quantité de matières traitées supérieure ou égale à 100 t/j	Autorisation
B) Quantité de matières traitées supérieure ou égale à 30 t/j et inférieure à 100 t/j	Enregistrement
C) Quantité de matières traitées inférieure à 30 t/j	Déclaration
2781-2- Méthanisation d'autres déchets non dangereux	**Régime**
A) Quantité de matières traitées supérieure ou égale à 100 t/j	Autorisation
B) Quantité de matières traitées inférieure à 100 t/j	Enregistrement

Annexe 3 : Réglementation sanitaire associée aux sous-produits animaux

La gestion des sous-produits animaux est soumise à une réglementation sanitaire stricte au regard des risques sanitaires qu'ils représentent pour la santé humaine et animale.

Le règlement sanitaire européen[44] répertorie et détermine les conditions de gestion (traitement et/ou valorisation) de ces types de sous-produits. Les sous-produits sont ainsi classés en 3 catégories : C1, C2 et C3, selon leur nature. **Une partie des déchets organiques méthanisables, dont les effluents d'élevage, ou les biodéchets triés à la source sont des sous-produits animaux.**
Leur gestion et leur condition de valorisation sont très encadrées par la réglementation. L'arrêté ministériel du 9 avril 2018 définit notamment les exigences nécessaires auxquelles les exploitants des unités de méthanisation doivent satisfaire pour valoriser ces flux. Ainsi, **seuls les sous-produits animaux de catégories C2 et C3** (dont les effluents d'élevage et les biodéchets composés de déchets de cuisine et de table) **peuvent entrer dans un process de traitement et de valorisation** (production de biogaz et/ou fabrication de matière fertilisante) **dès lors qu'ils respectent les exigences sanitaires de stérilisation / hygiénisation suivantes :** 70°C pendant 1h ou stérilisation à 133°C pendant 20 minutes à 3 bar. Des dérogations aux conditions d'hygiénisation/pasteurisation sont permises sur le territoire français dans des situations spécifiées par l'arrêté ministériel du 9 avril 2018.

Concernant l'obligation d'hygiénisation et les dérogations existantes, un schéma de l'ADEME synthétise les divers cas de figure existants et les modes de gestion associés :



Source : ADEME, 2019, Sécuriser les apports et contractualiser pour bien valoriser les substrats en méthanisation

43 - RÈGLEMENT (CE) No1069/2009 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 21 octobre 2009 établissant des règles sanitaires applicables aux sous-produits animaux et produits dérivés non destinés à la consommation humaine et abrogeant le règlement (CE) no1774/2002 (règlement relatif aux sous-produits animaux)

GLOSSAIRE

AMM : Autorisation de mise sur le marché
ADEME : Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
BIO-GnV : Biogaz naturel pour véhicules
CGCT : Code général des collectivités territoriales
CPB : Certificats de Production de Biométhane
CSR : Combustible solide de récupération
CIVE : Cultures intermédiaires à vocation énergétiques
CIPAN : Cultures intermédiaires pièges à nitrates
CMAX : Capacité maximale de production
CVO : Centre de valorisation organique
DAE : Déchets d'activités économiques
DDT : Direction départementale des territoires
DDCSPP : Direction Départementale de la Cohésion Sociale et de la Protection des Personnes
DMA : Déchets ménagers et assimilés
DREAL : Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement
DSP : Délégation de service public
GES : Gaz à effet de serre
GIEC : Groupe d'experts Intergouvernemental pour l'Evolution du Climat
GO : Garantie d'origine
ICPE : Installation classée pour la protection de l'environnement
IOTA : Installations, ouvrages, travaux, ou activités qui risquent d'avoir un impact sur les milieux aquatiques et la ressource en eau
ISDND : Installation de stockage des déchets non dangereux
LF/LFR : Loi de finances / Loi de finances rectificative
Loi EGalim : Loi pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et une alimentation saine et durable
Loi AGEC : Loi relative à la lutte contre le gaspillage et à l'économie circulaire
MAA : Ministère de l'Agriculture et de l'Alimentation
MTEP : Millions de tonnes équivalent pétrole
MTES : Ministère de la transition écologique et solidaire
PC : Permis de construire
PCAET : Plan climat air énergie territoriaux
PCI : Pouvoir calorifique inférieur
PCS : Pouvoir calorifique supérieur
PPE : Programmation pluriannuelle de l'énergie
PRPGD : Plan régional de prévention et de gestion des déchets
SA : Société anonyme
SAS : Société par actions simplifiée
SAU : Surface agricole supplémentaire
SEM : Société d'économie mixte
SPGD : Service public de gestion des déchets
SPAN : Sous-produits animaux
SRADDET : Schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires
STEU : Station d'épuration des eaux urbaines, générant des « boues de STEP »

BIBLIOGRAPHIE

Publications d'AMORCE en lien avec ce guide :

Toutes les publications sont disponibles sur le site Internet : https://amorce.asso.fr/

Collection l'élu et :

- Guide l'élu, la transition énergétique et le climat
- Guide l'élu, l'eau et la transition écologique
- Guide l'élu, les déchets et l'économie circulaire







Notes techniques :

- DT98 - Méthanisation : comment contribuer au développement de projets sur son territoire
- DT59 - Indicateurs de suivi d'une installation de méthanisation de déchets ménagers
- DT75 - Etat des lieux des unités de méthanisation de déchets ménagers
- DT114 - Etat des lieux et analyse des performances des unités de tri-compostage, tri-méthanisation et tri-stabilisation françaises,
- DT 116 - Quelle stratégie de déploiement du tri à la source des biodéchets ?
- EAT 03 - Services Publics d'Eau et d'Assainissement et changement climatique : les leviers d'atténuation
- EAT05 - Quelles solutions pour valoriser les boues d'épuration ?
- EAT05b - Enquête sur la valorisation des boues d'épuration

NOTES

Remerciements : Nous remercions l'ensemble des collectivités et professionnels ayant participé à notre travail, dont celles qui nous ont fait part de leurs retours d'expérience et qui nous ont fourni des documents pour illustrer cette publication.

Rédaction : Delphine HERVIER, dhervier@amorce.asso.fr, Gwenolé LE BARS, glebars@amorce.asso.fr, Joël RUFFY, jruffy@amorce.asso.fr, Jacques WIART, jacques.wiart@ademe.fr

Relecture : Olivier CASTAGNO, Muriel FLORIAT, Julie PURDUE, Vincent CHEVALIER (Veolia Eau France), Laetitia AUBEUT CHOJNACKI (GRDF), Leana FIORITO (GRDGaz)

Conception-réalisation, mise en page, illustrations :
Mathieu BONNARIC, AMORCE

Copyright général : shutterstock

Mentions légales : Les propos tenus dans cette publication ne représentent que l'opinion de leurs auteurs et AMORCE n'est pas responsable de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y sont contenues.

Reproduction interdite, en tout ou en partie, par quelque procédé que ce soit, sans l'autorisation écrite d'AMORCE.

Possibilité de faire état de cette publication en citant explicitement les références.



Première édition – Janvier 2022

AMORCE - 18 rue Gabriel Péri - CS 20102 - 69623 Villeurbanne Cedex
Tél. : 04 72 74 09 77
amorce@amorce.asso.fr | www.amorce.asso.fr
@AMORCE | Association AMORCE

L'ÉLU, la méthanisation et le biogaz

DÉCHETS | ÉNERGIE | EAU

Ce guide a l'ambition d'apporter aux élus et agents des collectivités les clés pour mieux appréhender les enjeux transverses de la méthanisation qui concernent à la fois le traitement des déchets, la gestion des boues de stations d'épuration et la production d'énergie renouvelable locale. Élaboré en partenariat avec l'Agence de la transition énergétique (ADEME), ce guide met aussi en avant le rôle primordial des collectivités dans la réalisation de projets bien intégrés dans les territoires.

Vous trouverez ainsi dans ce guide les éléments pour comprendre et agir sur ces projets :

- La situation du gaz naturel et ses objectifs de décarbonation ;
- Les enjeux techniques autour d'un procédé de méthanisation ;
- Les différentes solutions de valorisation énergétique et agronomique permises ;
- Les outils pour développer la méthanisation sur son territoire ;
- Les stratégies et leviers pour faciliter et participer au montage de ces projets.

À consulter dans la même collection : "L"élu, les déchets et l'économie circulaire", "L'élu, l'eau et la transition écologique", "L'élu et le photovoltaïque","L'élu et l'éolien", "L'élu et les réseaux de chaleur".