METHA'SYNERGIE

ETAT DE L'ART DE LA MICRO-METHANISATION

LE DEVELOPPEMENT DE LA MICRO-METHANISATION EN FRANCE

JUIN 2020

REDIGE PAR AURELIE LEVET (GERES)

SOMMAIRE

Sommaire 2

Introduction et périmetre de l'étude 3

Partie I – Revue de littérature 4

I-1 - La méthanisation 4

I-2 - La micro-méthanisation 4

I-3 - Etat des lieux 5

I-4 - Les projets de recherche et appels à projets 8

I-5 - Pourquoi la développer ? 10

I-6 - Le cadre réglementaire 11

I-7 - Les facteurs clé de réussite d'un projet de micro méthanisation 12

I-8 - Quels sont les freins et les leviers au développement de la micro-méthanisation ? 27

Partie II – Etude de marché constructeurs d'unité de micro-méthanisation 29

II.1 – Constructeurs spécialisés dans la valorisation des intrants agricoles 29

II.2 – Valorisation des biodéchets ménagers, industriels ou de GMS 41

II.3 – Des unités en auto-conception 50

II.4 – Autres constructeurs 51

Conclusion 53

Bibliographie 55

Annexe 1 : Caractérisation des formes juridiques les plus pertinentes pour projets de biogaz en France 57

Annexe 2 : Recensement des unités de micro-méthanisation en France - 2019 59

Méthodologie 70

Guides d'entretien 71

Table des illustrations 72

INTRODUCTION ET PERIMETRE DE L'ETUDE

L'urgence d'agir face aux changements climatiques a été intégrée dans les planifications européennes et nationales. La France s'est fixée, dans le Plan Climat, d'atteindre la neutralité carbone en 2050, une ambition renouvelée et explicitée dans la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC).

Cette politique énergétique française, détaillée dans le projet de Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) à horizon 2028, fixe des priorités qui doivent être conduites de manière complémentaire et simultanée, pour atteindre cet objectif de neutralité. La méthanisation, par sa production d'énergie renouvelable facilement substituable aux énergies fossiles, connait un développement croissant. Si les unités sont souvent exploitées par des « gros » porteurs de projets ou des collectifs d'acteurs, les enjeux énergétiques, économiques et environnementaux associés à cette technologie intéressent également des plus petits porteurs de projets qui développent des unités dites de micro-méthanisation.

Fort du constat de l'intérêt croissant pour cette technologie et du peu d'études sur le sujet, le Geres a réalisé un état de l'art de la micro-méthanisation en France.

Cette étude s'est concentrée sur le périmètre du territoire national, intégrant également des projets de recherche ayant réalisés des travaux[1] de qualité sur la micro-méthanisation à l'échelle européenne. Ce travail porte sur la micro-méthanisation hors projets domestiques, avec un recensement des technologies réalisé par typologie d'intrants (cf. partie II).

Cet état de l'art ne se veut pas exhaustif mais souhaite apporter un premier regard sur ce qu'est la micro-méthanisation, ses enjeux et les offres existantes. La première partie consiste en une **présentation de la micro-méthanisation, de sa définition à ses enjeux et aux facteurs clés de réussite d'un projet**, pour mieux appréhender le contexte de son développement.

Pour compléter cet état des lieux, **une présentation (non exhaustive) de la diversité des offres de constructeurs positionnés sur cette technologie permettra au lecteur de disposer d'une première vue d'ensemble.**

Enfin, **le recensement des unités de micro-méthanisation en fonctionnement ou en projet, identifiées lors de notre travail, sera disponible en annexe** de cette étude pour parfaire les informations concernant le développement de la micro-méthanisation en France.

Pour réaliser cette étude, **nous nous sommes appuyés sur la littérature existante sur le sujet, complétée par des recherches internet et alimentée par quatorze interviews d'acteurs de la micro-méthanisation** (porteurs de projet, constructeurs, gestionnaires de réseaux, conseillers techniques, etc.).

[1] BioEnergyFarmII et Biogas[3]

PARTIE I – REVUE DE LITTERATURE

I-1 - La méthanisation

La méthanisation est un procédé biologique consistant à décomposer des matières organiques pour produire à la fois de l'énergie renouvelable, le biogaz, et le digestat pouvant être valorisé comme fertilisant. Il s'agit d'une décomposition anaérobie (en absence d'oxygène) de la matière organique par des bactéries.

Une fois le biogaz produit, plusieurs valorisations existent :

- en combustion directe dans une chaudière pour produire de la chaleur,
- en combustion dans une unité de cogénération (production chaleur et électricité)
- en injection dans le réseau de gaz naturel
- en carburant pour véhicule

Le digestat, résidu de la décomposition des matières organiques, présente des qualités fertilisantes et amendantes intéressantes. L'azote présent dans ce digestat est plus facilement assimilable par les plantes que lorsque les effluents d'élevage sont épandus bruts.

Il existe différents procédés de méthanisation (voie solide/liquide, continu/discontinu, mésophile/thermophile). De nombreux intrants organiques peuvent être méthanisés : certains ont un pouvoir méthanogène plus important sur d'autres tels que les corps gras, les déchets de boulangerie-pâtisserie, etc, à l'inverse de la lignine qui n'est pas décomposée par les bactéries méthanogènes.

I-2 - La micro-méthanisation

A ce jour, aucun consensus n'a été déterminé autour d'une définition de la micro-méthanisation. De manière unanime, il s'agit d'installation ayant une faible production d'énergie à partir d'un volume relativement faible d'intrants. Le seuil haut du critère de production d'énergie peut varier suivant les pays (<10kWé en Wallonie par exemple) ou suivant les contextes (certains réseaux considèrent la micro-méthanisation comme inférieure à 30kWé).

La micro-méthanisation, au sens de cette étude, est définie comme toute **unité de méthanisation dont la puissance installée est inférieure à 80 kWé[2] soit une injection inférieure à environ 20 Nm^3 CH_4/h.**

Lorsque la littérature parle de micro-méthanisation, il s'agit de manière générale d'installation agricole, produisant du biogaz à partir d'effluents d'élevage. Nous verrons au cours de notre benchmark que si la grande majorité des installations existantes sont des unités à la ferme, des industries agroalimentaires et autres producteurs de biodéchets (cantines centrales, GMS, collectivités, etc.) s'intéressent à cette technologie afin de valoriser leurs productions de matières organiques résiduelles.

En effet, la règlementation sur la gestion des biodéchets[3] impose depuis 2016 une obligation de tri à la source aux producteurs de biodéchets ayant plus de 10 tonnes par an, afin qu'ils soient orientés vers des filières de valorisation organique (méthanisation ou compostage). La loi relative à la lutte contre le gaspillage et à l'économie circulaire publiée en février 2020[4] étend cette obligation à **« tous les producteurs ou détenteurs de biodéchets**, y compris aux collectivités territoriales dans le cadre du service public de gestion des déchets et aux établissements privés et publics qui génèrent des biodéchets» au plus tard le **31 décembre 2023.**

Si on ajoute à cela des ambitions de relocaliser la production d'énergie et de développer la production d'énergies renouvelables, la question de la méthanisation des biodéchets des zones urbaines interrogent de plus en plus d'acteurs, pour un développement d'exutoires de valorisation de cette biomasse résiduelle, complémentarité avec les filières de compostage.

---

2 Source : Analyse Sia partners d'après sites des acteurs de SINOE

3 L'article R541-8 du code de l'environnement, apporte la définition du biodéchet : « Tout déchet non dangereux biodégradable de jardin ou de parc, tout déchet non dangereux alimentaire ou de cuisine issu notamment des ménages, des restaurants, des traiteurs ou des magasins de vente au détail, ainsi que tout déchet comparable provenant des établissements de production ou de transformation de denrées alimentaires ».

4 Cette loi vient transposer en droit français les dispositives de la directive cadre européenne déchets

I-3 - Etat des lieux

En Europe

Des projets de recherche, tel que BioEnergy Farm II, Biogas3 ou encore le projet Decisive, ont réalisé un travail conséquent et de qualité sur l'état des lieux de la micro-méthanisation en Europe. Nous ne fournirons qu'une synthèse dans cette partie et vous invitons à les consulter pour approfondir le sujet.

La micro-méthanisation agricole en Europe

Le développement de la micro-méthanisation a été inégal entre les différents pays d'Europe. Le projet BioEnergy Farm 2 a réalisé une vue d'ensemble du marché et une évaluation du potentiel de développement de la méthanisation à petite échelle (ici <100 kWé) en Europe.

Ce projet détaille les inégalités de développement à travers un benchmark européen et propose des pistes de réflexion concernant les fondements de celles-ci.

Rassemblant des informations sur 13 pays européens, environ 875 installations de micro-méthanisation ont été recensées en 2015, avec une répartition variable entre les pays :

Tableau 1 : Unités de micro-méthanisation par pays en Europe

Pologne	1	Danemark	10
Slovaquie	1	Royaume-Uni	23
Italie	2	France	26
Espagne	6	Autriche	65
Pays-Bas	10	Belgique	71
		Allemagne	660

Ces unités utilisent principalement des intrants issus d'exploitations agricoles avec possibilité de compléments par des résidus de culture ou des cultures intermédiaires.

Dans les pays dont les dispositifs de soutien encouragent la production d'électricité, le biogaz est converti en électricité et en chaleur par cogénération. Selon ce rapport, de nombreuses exploitations rencontrent des difficultés à valoriser de manière optimale la chaleur produite.

Pour les plus petites unités, la difficulté de trouver des moteurs de cogénération pouvant remplir les conditions de connexion au réseau oriente vers une valorisation via des chaudières thermiques. Selon le même projet, l'épuration et l'utilisation en carburant est en réflexion aux Pays-Bas, au Royaume-Uni et en Suède.

Le traitement du digestat se fait principalement via du compostage après une séparation de phase (presse à vis ou séparation mécanique) et séchage ou utilisé sans aucun post-traitement. A ce jour, il n'y a pas assez de données pour dégager une tendance statistique dominante.

Les investissements sont compris entre 350 000€ et 600 000€ hors maintenance et services complémentaires tels que les espaces de stockage, etc.

Focus sur la micro-méthanisation des biodéchets en Europe

Malgré de nombreux avantages, la micro-méthanisation des biodéchets n'est pas encore largement répandue. Cependant, ce procédé de traitement et de valorisation des biodéchets intéresse. En effet, cette technologie offre une solution décentralisée de gestion de ces matières organiques, réduisant notamment le transport de déchets. On a ainsi vu des constructeurs se développer sur ces segments tels que SEAB Energy, Tryon Environnement ou encore Bee&Co et plusieurs unités ont été créés ces dernières années en Europe. Actuellement, les unités valorisant des biodéchets sont majoritairement implantées en Allemagne, Italie ou

Espagne[5]. Le coût de ces installations est compris entre 55 000€ et 450 000€ suivant les équipements et volumes d'intrants. Le développement s'appuie économiquement sur l'alternative qu'offre cette technologie pour le traitement des biodéchets dont les collectivités ont la gestion ou ceux produits par les industries agro-alimentaires (brasseries, laiteries, etc). Cette technologie est en effet perçue comme pouvant permettre de réduire les coûts liés à l'élimination des déchets ou de répondre aux exigences règlementaires de traitement des déchets tout en ayant un impact positif sur l'environnement mais encore peu comme une source de production d'énergie.

S'intéressant au développement de la micro-méthanisation au sein des éco-quartier, Jean-Romain Bautista Angeli[6] a notamment permis d'identifier 3 projets de micro-méthanisation au sein de son étude :

- le quartier Flintenbreite, à Lübeck en Allemagne valorisant des eaux usées et déchets alimentaires (2000),
- dans le lotissement Noorderhoek, à Sneek au Pays-Bas valorisant des eaux noires, déchets alimentaires et eaux grises (à l'étude) (2007),
- le projet communautaire LEAP à Londres valorisant des déchets alimentaires (2013).

Cette thèse met en avant sur la base de retours d'expérience à l'étranger[7] des conditions pour le développement et l'intégration de la micro-méthanisation au sein d'un éco-quartier :

- Les projets de micro-méthanisation intégrés dans l'espace urbain (in situ) « semblent réservés à de nouvelles habitations ou à des projets de réhabilitation, mais peu adaptés pour des quartiers déjà construits ».
- La gestion des intrants : l'emploi d'une co-digestion est à privilégier afin d'optimiser la composition du substrat entrant ainsi que l'utilisation de procédés de prétraitement et de stockage pour pallier la saisonnalité des gisements.
- La gestion du digestat : disposer d'une zone d'épandage proche et réaliser des études quant à l'innocuité de ce produit et ses « bénéfices agricoles potentiels ».
- La concertation locale et l'implication des habitants : les études préliminaires des projets comme pour le village de BedZed montrent que la population a un rôle important dans le développement et la préservation de la vie de leur quartier et donc de la pérennité d'un tel projet.
- La réflexion sur l'ensemble du processus de digestion anaérobique depuis la collecte jusqu'à l'utilisation du digestat : associer ces projets avec des fermes urbaines, des actions « zéro déchet », etc, avec une étude intégrant une méthode en Analyse de Cycle de Vie (ACV). L'auteur confirme « un manque de connaissance sur les aspects environnementaux, sociaux et économiques, liés à son intégration à échelle urbaine ».
- Le rôle des politiques environnementales tant sur les aspects financiers que le soutien institutionnel des projets.

L'un des facteurs reconnu comme déterminant pour initier un projet de micro-méthanisation traitant des biodéchets, identifié au cours de nos interviews et recherches, est la réglementation. La mise en place de l'obligation de tri des biodéchets à la source permettra de disposer d'un flux de matières organique résiduelle de qualité (ne contenant pas ou peu d'indésirables comme des plastiques) et ainsi d'encourager le développement d'unités de micro-méthanisation.
A l'inverse, les règlementations visant à encadrer les activités mêmes de méthanisation peuvent être perçues comme des freins au développement. En Allemagne, en France et en Irlande[8], des prétraitements sont exigés pour des raisons sanitaires, pouvant alourdir à la fois les démarches administratives mais également les coûts (équipements supplémentaires). Les exigences concernant les distances à respecter avec les habitations ou établissements recevant du public sont perçues comme pouvant freiner le développement d'unités. Les

[5] BIOGAS3, Production durable de biogaz à petite échelle à partir de déchets agroalimentaires pour une autosuffisance énergétique, rapport final, page 8

[6] Jean-Romain Bautista Angeli. Etude de faisabilité de la micro-méthanisation par co-digestion à l'échelle des quartiers. Génie des procédés. Ecole nationale supérieure Mines-Télécom Atlantique, 2019. Français

[7] Les exemples français (Montpellier) ne correspondent pas aux critères de micro-méthanisation de cette étude (taille supérieure)

[8] BIOGAS3,Sustainable small-scale biogas production from agro-food waste for energy self-sufficiency, 2014, page 37

porteurs de projets et constructeurs font retour de procédures d'instructions ou d'agréments nécessitant des études poussées et pouvant faire presque doubler le coût de l'installation.

Les différences de développement de la micro-méthanisation en Europe s'expliquent aussi par des mécanismes de soutien variables suivant les pays. Par exemple, en France il n'existe pas, au même titre que l'électricité ou le biométhane, de tarif de rachat pour la vente de chaleur, contrairement à certains pays européens. En effet, au Royaume-Uni, depuis 2011 le prix d'achat de la chaleur est garanti pour les producteurs de chaleur renouvelable pour le chauffage non domestique et 2014 pour le chauffage domestique[9]. D'autres états, comme les Pays-Bas, ont mis en place des tarifs premium pouvant agir sur les prix de vente de la chaleur renouvelable, corrélé au prix du marché[10].

En France

En 2014, 25 unités d'une puissance inférieure à 100 kWé[11] étaient en fonctionnement. La puissance moyenne était de 57 kWé. 60% d'entre elles fonctionnaient en voie liquide et 40% selon une technologie en voie solide[12].

Notre recensement (effectué entre 2019 et 2020) a permis d'identifier **90 unités de micro méthanisation** en France, dont une majorité de typologie agricole.

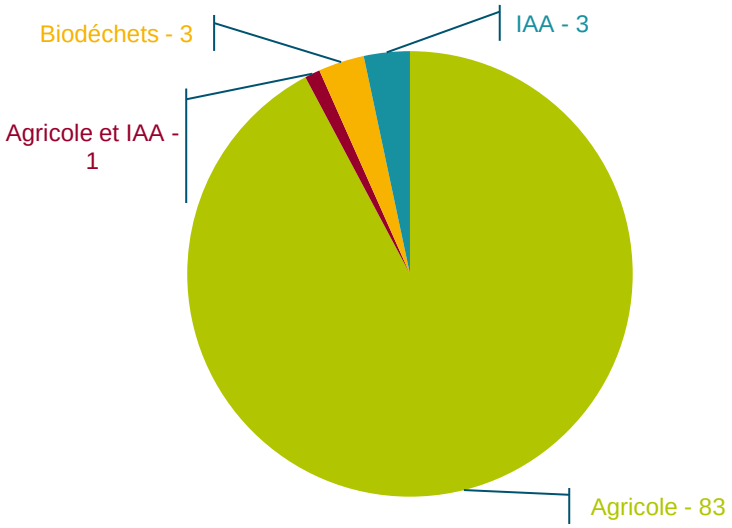


Figure 1 : Nombre d'unités de micro-méthanisation par typologie d'intrants en France – annexe 2 : recensement des unités de micro-méthanisation en France – Geres- 2019

De manière globale, le développement de la micro-méthanisation en France est très lié au milieu agricole. La majorité des unités existantes sont des unités à la ferme. Cela peut s'expliquer par un besoin de traitement des effluents ou déchets produits, une proximité de débouchés pour l'énergie et le digestat produit mais aussi pour gagner en autonomie.

Face à la problématique de plus en plus prégnante de gestion des déchets urbains et aux évolutions réglementaires, on assiste depuis quelques années en France à un fort intérêt pour développer la micro-méthanisation basée sur des intrants de type biodéchets.

Le développement de la micro-méthanisation nécessite une montée en compétence de la filière méthanisation et notamment des constructeurs et développeurs qui travaillent à l'adaptation des équipements aux spécificités des gisements valorisés et aux défis techniques que représentent une

[9] SiaPartners,Energy Lab, Mars 2015

[10] CEREMA, Développer l'offre de chaleur issue de la méthanisation : Barrières et leviers pour une meilleure valorisation, Mars 2018, page 41

[11] http://www.bretagne.synagri.com/synagri/bioenergy-farm-2-methanisation-a-petite-echelle-et-exemples-de-realisations

[12] BioEnergy Farm 2, Méthanisation à petite échelle* H Gorius - février 2015

valorisation optimale d'un petit volume de biogaz produit.

L'offre des constructeurs s'est néanmoins largement développée ces dernières années avec l'apparition de nouveaux acteurs, poussés par ce constat de l'intérêt croissant de la part, notamment, du monde agricole.

Ceux-ci développent de nouvelles solutions et innovent pour optimiser les technologies proposées, les adapter aux besoins de chaque cible mais également abaisser les coûts d'investissement pour ce type d'installations.

I-4 - Les projets de recherche et appels à projets

Projets de recherche

Décisive (septembre 2016 – février 2021) est un projet européen regroupant 13 partenaires (INRAE, UAB, Aarhus University, TUHH, ENT, ITS, AERIS, ACR+, ARC, PSUtec, Suez Environnement, GEOMAR, REFARMERS). Il a pour objectif, entre autres, d'explorer des circuits courts et circulaires de la matière organique et énergétique en mettant en lien notamment la gestion des déchets et l'agriculture urbaine. Le constat de base du projet est que le volume de déchets à traiter augmente avec la croissance démographique. Au sein des villes, la gestion des biodéchets est le plus souvent centralisée. Les villes importent de l'extérieur l'énergie dont elles ont besoin et exportent les déchets à traiter. Le projet vise à impulser une démarche circulaire en développant des unités plus proches et décentralisées et par conséquent, repenser la gestion territoriale de la gestion des déchets. Dans le cadre du projet, deux outils ont été créés :

- un outil d'aide à la décision pour évaluer la plus-value pour une collectivité de la mise en place d'un système de proximité, décentralisé via la construction de différents scénarios (outil disponible en ligne avec un guide d'utilisation).
- une méthode de planification spatiale de la filière afin de cartographier les positions optimales pour implanter les centres de gestion des déchets sur le territoire.

Des expérimentations terrain font également parties des axes du projet avec le développement et le test de 2 unités fonctionnant sur ce schéma : Un module digesteur – un module cogénération assuré par le partenaire italien ITS Energy avec un moteur Stirling et un module valorisation du digestat en engrais liquide pour hydroponie (digestat liquide), support de culture (digestat solide) et biopesticides grâce à une fermentation sur substrat solide, développé par UAB et Aeris (entreprise espagnole). Les 2 unités sont les suivantes :

- Unité en fonctionnement Lyon au CFPH d'Ecully, traitant 50 t/an de biodéchets collectés dans un rayon de 5km. Le module digesteur appartient à Suez et est de marque chinoise Nwise.
- Unité pilote en développement sur la municipalité de San Dorligo della Valle en Italie pour offrir une solution de traitement de proximité des biodéchets de la collectivité (valorisation jusque-là réalisée sur une plateforme centralisée distante du lieu de collecte des biodéchets).

En parallèle, l'INRAE de Rennes est en cours de développement **d'un module digesteur en voie sèche continue sans agitation mécanique**. Ce module permettra d'offrir une technologie de traitement très localisée du déchet associée à un système de transport doux pour la collecte des déchets. Il pourra traiter entre 50 et 200t / an soit la quantité produite par un quartier de 800 à 1000 ménages.

Site internet et documentation : http://www.decisive2020.eu/

BioEnergy Farm II (2014-2016) est un projet européen de financement de la "petite méthanisation" en partenariat avec les chambres d'agriculture de Bretagne. Son objectif est de promouvoir le développement de la méthanisation à petite échelle, uniquement basée sur les effluents d'élevage et quelques compléments végétaux disponibles sur les fermes. Ce projet a permis de produire plusieurs outils, tant à destination des porteurs de projets agricoles que des conseillers.

Un aperçu du marché à l'échelle européenne a été réalisé en 2015 afin de rassembler des informations sur les techniques, les fournisseurs, les montants d'investissement et les coûts de fonctionnement.

- Un guide à destination des décideurs publics présentant les avantages de la micro-méthanisation et les possibles mécanismes de soutien.
- Un guide de mise en œuvre d'une unité de biogaz à destination des porteurs de projet.
- Des supports de formation à destination des agriculteurs ou des conseillers agricoles ont également été élaborés.
- Un outil en ligne pour réaliser une première estimation de la faisabilité économique d'un projet.
- Un outil de faisabilité détaillé à destination des conseillers pour réaliser des diagnostics de faisabilité avec l'agriculteur sur la base des conditions particulières de sa situation. Les données du diagnostic hors ligne pourront alors être utilisées pour établir un business plan du projet.

Site internet et documentation : http://www.bioenergyfarm.eu/fr/

Biogas3 (2014 - 2016) est un programme européen de recherche, co-fondé par le Programme Énergie intelligente pour l'Europe et développé par un consortium d'entreprises et de centres de recherche.

BIOGAS3 encourage la production durable d'énergie renouvelable à partir du biogaz obtenu des résidus agricoles et des déchets de l'industrie alimentaire et des boissons (déchets agroalimentaires) à petite échelle pour atteindre l'autosuffisance énergétique.

Ses principaux objectifs sont :

- Identifier les besoins de l'utilisateur final et les difficultés que les pays participants affrontent pour la mise en place de la technologie DA (digestion anaérobie),
- Développer des modèles de collaboration entre entreprises (BCM) afin d'encourager les investissements en installations de biogaz à petite échelle à partir des résidus agroalimentaires. Pour cela, unoutil de software on-line 'smallBIOGAS' a été construit pour l'analyse des dimensions et de la durabilité des installations de biogaz à petite échelle pour les industries agroalimentaires. Un manuel contenant les directives et les recommandations pour la valorisation possible des déchets pour les industries agroalimentaires ainsi que des ateliers ont été réalisés,
- Développer et promouvoir des modèles de DA à petite échelle (<100 kW) grâce à l'élaboration d'un manuel pour la production de biogaz à petite échelle dans l'industrie agroalimentaire et des visites de site pour l'étude de cas,
- Développer les compétences avec l'organisation de formations, d'ateliers et de webinaires.

Site internet et documentation : http://www.biogas3.eu/fra/index.html

Le projet ORHI (2014-2020) est un projet européen de 2 millions d'euros cofinancé par le FEDER, dans le cadre du programme transfrontalier POCTEFA. L'objectif de ce projet est l'optimisation des flux de matières organiques et plastiques dans la chaîne de valeur de l'agroalimentaire, c'est-à-dire la valorisation des déchets d'entreprises pour les rentabiliser et les transformer en ressources. Les partenaires rassemblent entre autres, la chambre de commerce et d'industrie de Bayonne Pays Basque, Coop de France Midi Pyrénées, l'APESA, et des agences de développement espagnoles. Un des axes du projet prévoit un état de l'art de la micro-méthanisation et de la pico méthanisation[13] et une typologie des solutions en fonction du gisement, des fournisseurs et de la rentabilité.

Site internet et documentation : https://www.orhi-poctefa.eu/

Le projet Mcube (2015 – 2017) est un projet multipartenarial associant 8 partenaires, dont 3 institutionnels (Région Occitanie, ADEME, Fonds européen de développement régional), deux structures de recherche (INP Toulouse-Purpan et INSA-CRITT Génie des Procédés et Technologies Environnementales) ainsi que l'entreprise Ovalie Innovation et deux sociétés d'ingénierie (l'Atelier des Graves et le SIREA). Il est financé dans le cadre du projet européen FEDER. Il vise à expérimenter la filière de micro-méthanisation à la ferme.

[13] En dessous de 20kWé.

Il est prévu dans le projet d'associer aux effluents uniquement des déchets verts fermentescibles provenant de coopératives agricoles et des cultures intermédiaires, en faible proportion.

Une unité de méthanisation pilote est mise en place depuis fin 2019 chez un adhérent à Barcelone-sur-Gers 32), sur un scénario « lisier de canards ». Une seconde installation sera située à la Ferme expérimentale de Purpan, à Seysses (31), sur un scénario valorisant des effluents bovins. Le but à terme du projet est de mettre en œuvre un modèle d'installation de micro-méthanisation pour les agriculteurs et de fournir un outil adapté, standardisé.

Site internet : https://ovalie-innovation.com/projetmcub/

Appels à projet

- Appel à projets "*Unités de micro-méthanisation agricoles en Bretagne*", dans le cadre du plan BIOGAZ breton. Clôture de l'AAP en juin 2019. Il est ouvert aux porteurs de projet se positionnant sur des technologies de méthanisation affichant une production de biogaz inférieure à 30 Nm^3/h, uniquement sur des valorisations autre que la cogénération afin de favoriser l'expérimentation des voies de valorisation telles qu'en chaudière ou sous forme de biocarburant (bio-GNV). Partenaires : ADEME, Région Bretagne, Conseil Général Finistère, Département Ille et Vilaine et l'association AILE.
- L'appel à projets a été relancé pour cette année 2020, pour les mêmes valorisations énergétiques : https://www.bretagne.bzh/aides/fiches/methanisation-agricole-territoriaux/.
- Appel à projet de l'ADEME en 2012 pour assurer le suivi technique, économique, social et environnemental d'installations innovantes de petite méthanisation à la ferme. 7 installations de puissance inférieure ou égale à 75 kWé, mises en service entre 2013 et 2015 ont été monitorées. Des bilans de suivi de chaque installation ont été réalisés à 6 mois puis à 12 mois[14].

I-5 - Pourquoi la développer ?

La micro-méthanisation présente les mêmes avantages de la méthanisation sur des enjeux environnementaux, économiques et sociaux :

- Produire une énergie renouvelable
- Traiter localement des effluents d'élevages ou des matières organiques résiduelles, réduisant ainsi les émissions d'odeurs liées au stockage et les transports
- Réduire l'utilisation d'engrais chimique
- Dynamiser l'emploi local
- Créer une ressource supplémentaire (vente d'électricité, économie de chaleur, vente de biométhane) ou faire des économies (par l'utilisation du digestat).

Au niveau des exploitations agricoles, le recours à de la micro-méthanisation permet ainsi à l'exploitant de disposer sur place, à la fois d'une solution pour traiter et valoriser ses effluents, tout en produisant une énergie renouvelable. Selon la valorisation choisie, cette production d'énergie peut représenter un complément de revenu ou des économies, et ainsi renforcer l'autonomie de l'exploitation. Cette solution est souvent plébiscitée dans des cas où le volume d'effluents n'est pas suffisant pour envisager une méthanisation « classique » et où le regroupement avec d'autres intrants n'est pas pertinent économiquement ou techniquement. En effet, le temps nécessaire à l'exploitation de l'unité (incorporation des intrants, maintenance, etc) est réduit par rapport à une unité classique (estimé à 30 min à 1heure par jour pour les micro-méthaniseurs). Enfin, pour certaines exploitations, le projet de micro-méthanisation a permis de coupler une obligation de mise aux normes des installations de stockage des effluents avec le développement d'une production d'énergie renouvelable.

[14] ADEME –S3D (Audrey EL HABTI, David GUIANVARCH, Germain LHERIAU)(d'après les suivis réalisés par S3D, Biomasse Normandie et l'APESA, avec l'appui de Biogasview) –2016–Suivi technique, économique, environnemental et social de sept installations innovantes de petite méthanisation à la ferme. Synthèse rapport final.24pages.

Au niveau des industriels de l'agro-alimentaire, la micro-méthanisation est perçue comme une solution de traitement des effluents afin de respecter la règlementation[15]. La méthanisation est en effet reconnue comme une voie de valorisation des déchets de l'activité économique et permet également de répondre aux exigences d'abaissement de la DCO/DBO notamment de certains effluents (réduction de la charge polluante des effluents, par exemple de l'industrie de transformation laitière ou viti-vinicole). Cela engendre également une baisse des transports et une réduction des temps de stockage et donc des odeurs. Consommatrices d'énergie, les industries peuvent valoriser dans leurs process une partie de la production qui résulte de l'activité de méthanisation ou disposer d'un revenu supplémentaire.

Au niveau local, la micro-méthanisation peut également permettre de disposer d'un outil pour la mise en place de politique de valorisation décentralisée des biodéchets, réduisant ainsi les transports de matières très riches en eau et la dépendance à des plateformes centralisées de gestion des biodéchets.

Elle permet également de renforcer et ainsi de sécuriser l'offre en énergie, notamment en réduisant la dépendance aux importations.

Par la production d'une énergie durable, le développement de la micro-méthanisation contribue à l'atteinte des objectifs de réduction des émissions Gaz à Effets de Serre (GES) et de production d'énergie renouvelable. On observe une réduction des GES grâce à la substitution des énergies fossiles, à la réduction d'émissions de méthane et de protoxyde d'azote liées au stockage des déjections mais aussi à une réduction des transports de matière par rapport à d'autres gestions.

I-6 - Le cadre réglementaire

La réglementation n'est à ce jour pas adaptée spécifiquement aux problématiques et enjeux de la micro-méthanisation.

Il conviendra de se renseigner et de respecter les dispositions règlementaires qui sont liées aux différentes spécificités de l'unité (intrants, localisation, etc.).

Quelle que soit la taille de l'exploitation de méthanisation, elle est soumise à la **réglementation ICPE.**

Tableau 2: Rubriques ICPE

			Tonnage traité		
Rubriques 2781	**Type de matières traitées**	**Typologies concernées**	**< 30 t/j (10 950 t/an)**	Entre 30 et 100 t/j	> ou égale à 100 t/j
2781-1	Matière d'origine végétale agricole ou IAA, effluents d'élevage, matières stercoraires et lactosérum	Agricole, Industrielle Territoriale	**Déclaration**	Enregistrement	Autorisation
2781-2	Autres : effluents industriels, **biodéchets**, matières animales, boues de STEP	Industrielle Territoriale OM	**Enregistrement**		Autorisation

Les unités traitant uniquement des intrants agricoles ou matières végétales devront donc faire une demande en **déclaration ICPE en rubrique 2781**.

La procédure ICPE est rapide en déclaration (télédéclaration sur : https://www.service-public.fr/professionnels-entreprises/vosdroits/R42920). La délivrance d'un arrêté de prescription se fait dans les 3 mois.

En cas de valorisation de biodéchets, la **rubrique ICPE 2781-2 s'appliquera directement en régime enregistrement** : *arrêté du 6 juin 2018 modifiant l'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*

[15] Loi grenelle 2 du 12 juillet 2010 avec seuils définis par l'arrêté du 12 juillet 2011 fixant les seuils définis à l'article R. 543-225 du code de l'environnement

rubrique n° 2781-1 de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement.

La combustion de biogaz est de même sous la nomenclature **2910C de l'ICPE**.

Pour chaque régime (déclaration, enregistrement), un arrêté précise les prescriptions applicables comme les distances à respecter pour l'implantation, les dispositifs de sécurité, les conditions et les normes de rejet, les dispositions techniques en matière d'épandage du digestat.

Souvent oublié, **l'agrément sanitaire européen 1069 – 2009** est obligatoire pour toute unité de méthanisation avec des sous-produits animaux (SPAn) même si l'unité méthanise des SPAn uniquement issus de l'exploitation agricole. La demande doit être déposée en même temps que l'ICPE à la Direction Départementale de la Cohésion Sociale et de la Protection des Populations (DDCSPP) du département. Il faut le prévoir car cela impacte les coûts d'investissement et les frais de fonctionnement (nécessité de faire des analyses). Il est impératif d'en disposer à la mise en service de l'unité.

A noter, une nouvelle directive de la DGCAL de janvier 2020 précise que les dérogations à la pasteurisation/hygiénisation des fumiers et lisiers pourront être accordé aux projets avec moins de 30 000 t par an ou provenant de moins de 10 exploitations. Les projets de micro-méthanisation pourront donc en faire la demande.

Démarches à mener

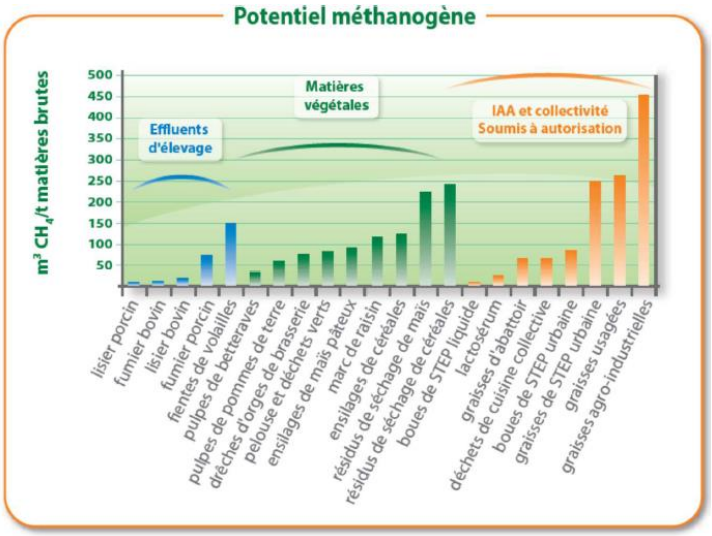
- Les démarches ICPE
- L'agrément sanitaire (si SPAn)
- Permis de construire démontrant que le projet est en adéquation avec le plan local d'urbanisme et le plan d'occupation des sols
- Contrats de raccordement le cas échéant
- Plan d'épandage[16]

I-7 - Les facteurs clé de réussite d'un projet de micro méthanisation

Nous vous présenterons ici une synthèse des retours d'expérience issus de la littérature concernant la micro-méthanisation, exposée selon 5 facteurs clé de réussite d'un projet et 3 facteurs transversaux. Cette partie permettra ainsi de mieux appréhender les enjeux et les points de vigilance concernant le développement de la micro-méthanisation.

La ressource organique mobilisable, quantifiée et sécurisée

En méthanisation, presque toutes les matières organiques peuvent être valorisées, mis à part les matières ligneuses et produiront une quantité de biogaz différente selon leur potentiel méthanogène.



[16] Sauf si normalisation du digestat après compostage (NF U 44-051 ou 44-095) – voir facteurs clé de réussite : débouché pour le digestat

Les projets de micro-méthanisation sont en majorité motivés par un besoin de traiter et valoriser des ressources organiques disponibles sur l'exploitation, site de production de déchets ou à proximité. Les intrants sont alors majoritairement des effluents et résidus agricoles (lisier, fumier, issus de silo, écarts de fruits et légumes, etc), des résidus d'activités de l'industrie agro-alimentaire (lactosérum, drèches, etc) ou des biodéchets (restes alimentaires de la restauration collective, biodéchets triés à la source, etc).

Outre le potentiel méthanogène de l'intrant, la proximité et la disponibilité de la ressource est importante. Tant pour la rentabilité du projet que pour sa pertinence, la production de ressource mobilisable doit être proche du lieu d'implantation. En effet, le coût d'investissement et les charges rendent peu viable économiquement l'import de ressources organiques.

Les quantités traitées sont de l'ordre de **300 à 10 000 t par an pour les unités valorisant des biodéchets** et **entre 1 000 et 5 000 t par an d'effluents agricoles pour les unités agricoles, selon le potentiel méthanogène des intrants.**

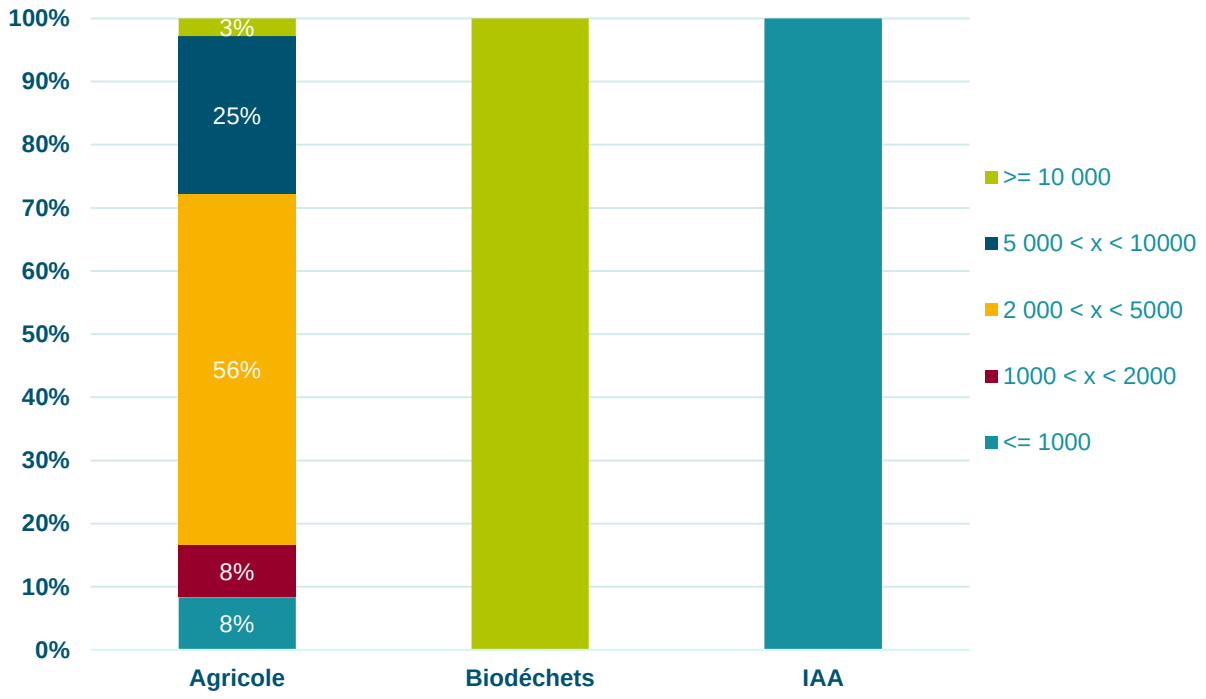


Figure 3 : Répartition du volume d'intrants traités en tonne par typologie d'unité - base recensement Geres 2019 et sur les données de 40 unités

Pour les effluents agricoles, les retours d'expériences insistent sur l'importance de valoriser le plus possible les déjections fraîches pour limiter les pertes de pouvoir méthanogènes lors du stockage et d'assurer un apport régulier d'intrants. Cela peut être une contrainte pour certaines exploitations avec des saisonnalités fortes (élevages laitiers, etc.) et peut impliquer la nécessité d'intrants complémentaires (comme des matières végétales ou une réflexion sur le stockage). Il sera alors important de sécuriser l'approvisionnement par des contrats.

Suivant les substrats choisis, les ouvrages et équipements sont différents (pompes, brasseurs, etc.) avec des investissements également différents. Les biodéchets sont considérés comme des sous-produits animaux (SPAn) catégorie 3. Leur incorporation dans le processus de méthanisation nécessitera un prétraitement (une hygiénisation). La littérature appuie sur la nécessité de bien définir la qualité et quantité de ses intrants afin de dimensionner au mieux son unité.

Le potentiel méthanogène est à bien prendre en compte dans ce dimensionnement.

En effet, certaines expérimentations ont montré des résultats d'atteinte de 36% à 75%[17] du prévisionnel de

[17] ADEME –S3D (AudreyEL HABTI, David GUIANVARCH, Germain LHERIAU) (d'après les suivis réalisés par S3D, Biomasse Normandie et l'APESA, avec l'appui de Biogasview) Suivi technique, économique, environnemental et social de sept installations innovantes de petite méthanisation à la ferme –Synthèse rapport final. 2016 p9 (26 p)

production de biogaz dû à la fois à un manque d'intrants mais aussi à un potentiel méthanogène inférieur au prévisionnel. Il est recommandé de ne pas baser son dimensionnement uniquement sur un pouvoir méthanogène issu de la littérature : le nuancer avec une analyse de potentiel méthanogène en laboratoire.

Le projet Biogas3 a mis en avant, pour les unités valorisant des biodéchets, l'impact de la saisonnalité et la qualité de ces intrants sur la viabilité des unités. De même, la valorisation des biodéchets ne doit pas entraîner une hausse des transports et des coûts de logistiques pour ne pas grever la pertinence du projet.

FOCUS INTRANTS

BIODECHETS

Si la micro-méthanisation s'est principalement développée pour la valorisation des intrants agricoles, l'enjeu de la mobilisation des biodéchets en tant qu'intrants majoritaires en micro-méthanisation a poussé plusieurs acteurs du secteur à développer une offre adaptée à cet intrant.

A ce jour, les offres se basent sur un gisement principalement issu des restaurations collectives d'établissements publics et privés, des restaurateurs et des industries agro-alimentaires afin de sécuriser la qualité et la quantité d'intrants valorisables.

Cependant, du fait de la règlementation, avec l'obligation pour les gros producteurs[18] de valoriser leurs biodéchets et d'ici 2024, pour tout producteur/gestionnaire de biodéchets (y compris les collectivités pour les biodéchets produits par les ménages) de mettre en place une solution de valorisation des biodéchets[19], la micro-méthanisation est étudiée comme une solution pertinente de traitement décentralisée de ces matières organiques. Certains territoires recherchent ainsi à limiter les transports de ces matières. C'est notamment l'objet de l'unité pilote menée par le projet DECISIVE en Italie.

Il est estimé qu'un gisement net[20] 900 t/an de biodéchets représente la production annuelle de biodéchets de 17 500 habitants, 17 cantines et 4 supermarchés[21].

LACTOSERUM

Les effluents de fromageries fermières (eaux blanches, lactosérum), de par leur charge organique élevée, s'avèrent être une source de pollution non négligeable pour l'environnement. L'interdiction réglementaire du rejet direct dans le milieu naturel ainsi que les contraintes sanitaires rencontrées lorsqu'il est valorisé en alimentation animale imposent une gestion sur site.

La méthanisation représente alors un outil innovant de traitement de la charge organique (DCO) à moindre coût : les performances épuratoires sont de l'ordre de 80% de la DCO entrante abattue[22]. Outre l'aspect épuratoire, elle permet de valoriser une source de matière organique facilement disponible en énergie renouvelable, par la production de biogaz (qui permettra notamment une autonomie énergétique pour la production d'eau chaude pour le nettoyage des installations).

Cependant, il n'existe pas d'offre de technologies adaptées aux volumes, au faible potentiel méthanogène du lactosérum et ses caractéristiques. Plusieurs porteurs de projet ont réalisé des expérimentations afin de développer un procédé efficace, rustique, simple d'utilisation, financièrement abordable et adapté aux dimensionnements nécessairement réduits d'une exploitation agricole :

- **La Ferme Pradel (07):** projet d'expérimentation en 2011 d'un micro pilote de méthanisation d'1m^3 pour traiter une partie du lactosérum au moment du poc de production. La valorisation du biogaz produit en combustion direct a permis de fournir 52% des besoins en eau chaude de la ferme. La ferme expérimentale envisage courant 2020 de poursuivre les expérimentations avec les partenaires IDELE, CRAs, Actalia, Enerpro et Valprona pour valider un prodécé de valroisation et de traitement primaire du lactosérum et produire de l'énergie.

[18] Produisant plus de 10t/an de biodéchets depuis 2016 (Loi grenelle 2 du 12 juillet 2010 et Directive (UE) n° 2018/851 du 30/05/18 modifiant la directive 2008/98/CE relative aux déchets) et plus de 5t/an à partir du 1er janvier 2013 (Loi relative à la lutte contre le gaspillage et à l'économie circulaire)

[19] Loi lutte contre le gaspillage et économie circulaire du 10 février 2020 Transposant la Directive (UE) n° 2018/851 du 30/05/18 modifiant la directive 2008/98/CE relative aux déchets

20 Environ 10% d'indésirables dans le gisement brut. Source Tryon, 2020

21 Source : Tryon, 2020

[22] Castillon P., Lefrileux Y., Essai de traitement du lactosérum pur issu de la fromagerie pilote de la ferme caprine du Pradel par la méthanisation, 8 pages

Ce programme doit permettre de proposer un guide et des fiches techniques pour la mise en place du procédé dans les exploitations de transformation fromagère.

- **La laiterie du Col Bayard (05)** : autoconstruction d'une unité de micro-méthanisation pour traiter les effluents de l'activité avec production d'eau chaude pour le lavage des équipements.

Le débouché pour le biogaz

Le volume disponible des intrants et le potentiel de production de biogaz qui en résulte va impacter directement le dimensionnement et la conception de l'unité de méthanisation.

Le biogaz produit peut être valorisé de plusieurs manières. Le choix de la valorisation va dépendre du volume de production, des possibilités techniques corrélées au site d'implantation (proximité avec un besoin de chaleur, du réseau électrique, etc.) ou encore la rentabilité économique souhaitée.

En France, la **cogénération est la valorisation principale pour les unités de méthanisation comme pour les unités de micro-méthanisation**. En 2016, l'ADEME recensait 251 unités à la ferme et centralisées en valorisation par cogénération contre 3 unités à la ferme et centralisées en valorisation chaleur[23].

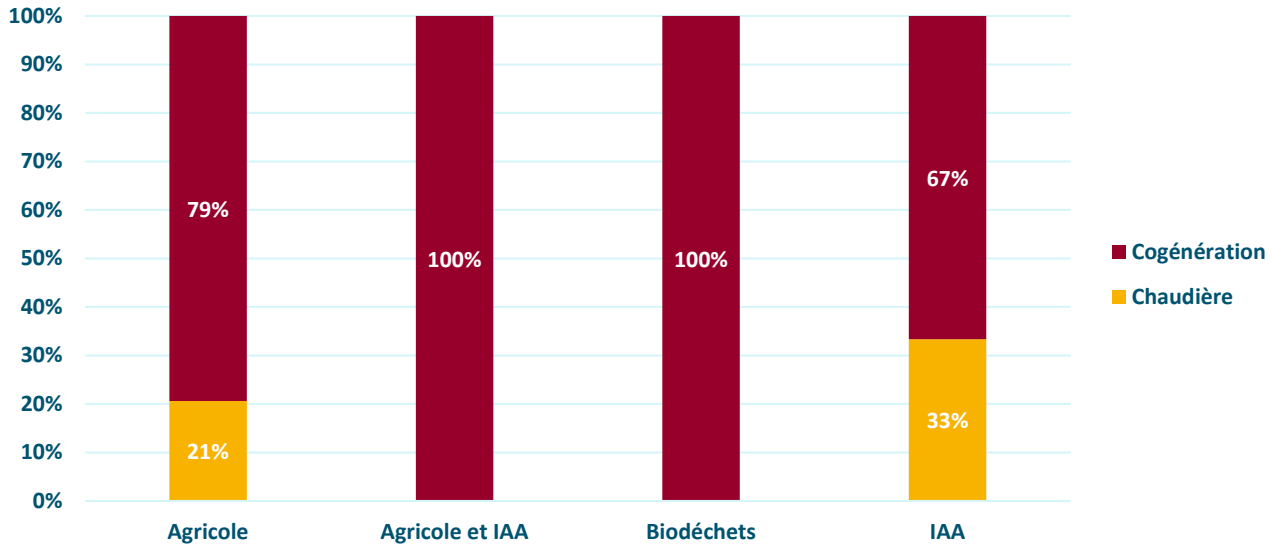


Figure 4 : Répartition des types de valorisation par typologie d'unité - Recensement Geres 2019

La combustion pour un usage chaleur uniquement

Le biogaz produit peut être valorisé en combustion directe via une chaudière afin de produire uniquement de la chaleur. Cette chaleur sert à chauffer des habitations, des bâtiments d'élevage, de l'eau, ou encore pour le séchage de foin.

Du fait de sa faible production de gaz, ce type de valorisation est le plus simple et le moins coûteux à mettre en place. Les besoins en chaleur de l'exploitation / des bâtiments à proximité vont déterminer le dimensionnement et la rentabilité de l'unité.

La **moitié des unités recensées en valorisation via combustion pour production de chaleur ont une puissance installée inférieure à 10 kWth, l'autre moitié a une puissance supérieure à 40 kWth.**

Le stockage de la chaleur n'étant pas possible, il est nécessaire que le projet intègre une adéquation entre la production d'énergie et les besoins réels (notamment sa saisonnalité) ou intègre d'autres exutoires (chauffage de serre par exemple).

[23] ADEME, *Chaleur issue de la méthanisation, de réelles opportunités, guide pratique* – mai 2016. 38 pages

La cogénération

Il s'agit de la voie de valorisation la plus privilégiée en France. Elle permet de valoriser le biogaz produit en chaleur et en électricité grâce à un moteur de cogénération, après une première épuration.

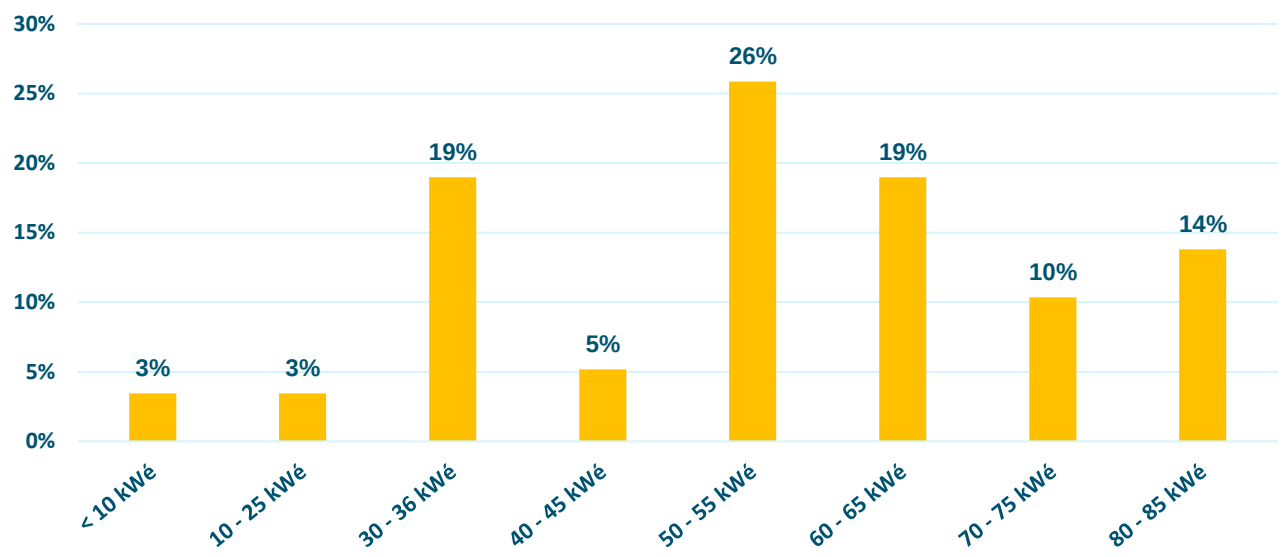


Figure 5 : Valorisation en cogénération - Répartition des puissances installées sur les unités de micro-méthanisation - Recensement Geres 2019

La vente d'électricité[24] (combinée avec la prime agricole pour les exploitations agricoles[25]) permet d'assurer un complément de revenu.

Selon les constructeurs, les **moteurs peuvent démarrer à 11 kWé**. Il est à noter que la maintenance d'un moteur de cogénération peut s'avérer plus complexe et la durée de vie d'un moteur est estimée à 60 000 heures[26]. Selon les retours d'expérience que nous avons pu identifier, l'autoconsommation d'électricité produite est estimée entre 2 et 3%.

Un moteur de cogénération représente un poste important du coût d'investissement avec en moyenne **300 000€ pour un moteur de 80 kWé**.

De plus, les coûts de maintenance sont importants, quelle que soit la puissance du moteur, et ne bénéficient pas d'économies d'échelle du fait de la faible production de biogaz.

Selon les retours d'expérience de la Chambre d'Agriculture de Bretagne, les **rendements sont plus faibles en micro-méthanisation avec un rendement électrique de 25 à 35%** (contre 40% pour la méthanisation « classique ») et chaleur de 40 % (contre 45%)[27]. D'autres retours d'expérience seraient nécessaires afin de mieux appréhender ces données.

La valorisation de la chaleur produite par la cogénération va impacter la rentabilité du projet. Avec la suppression de la prime à l'efficacité énergétique (arrêté du 30 octobre 2015) qui incitait à une valorisation de la chaleur, une réflexion lors de la faisabilité du projet de méthanisation est vivement recommandée afin de bien anticiper la valorisation de cette énergie.

[24] Tarifs de rachats détaillés dans le facteur clé de réussite : équilibre financier

[25] prime de 5 centimes d'euros le kWh pour une valorisation d'effluents agricoles supérieure ou égale à 60%

[26] Kurt Hjort-Gregersen, Market overview micro scale digesters, BioEnergy Farm II publication, AgroTech A/S, Denmark.2015. 61 p.

[27] BioEnergyFarm2 – La petite méthanisation, Mars 2016 : http://www.bioenergyfarm.eu/wp-content/uploads/2015/10/R%C3%A9u_petite-m%C3%A9tha-mars-2016.pdf

Une évaluation technico-économique de la micro-méthanisation agricole en Wallonie[28] a étudié l'impact de plusieurs facteurs sur la rentabilité des projets de micro-méthanisation dont la valorisation de la chaleur sur des unités avec une valorisation cogénération <10 kwé, un rendement électrique de 30% et un rendement thermique de 50%.

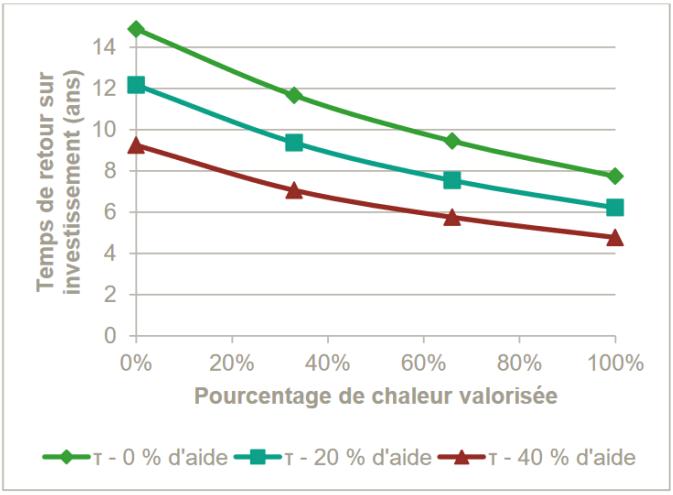


Figure 6 : Impact de la valorisation de la chaleur sur le temps de retour sur investissement, dans le cas d'un investissement de 100 000 € et de taux d'aides variables

L'étude montre que plus la valorisation de la chaleur est importante, plus le temps de retour sur investissement diminue.

A ce jour, la filière fait donc remonter un manque de retour d'expérience sur les performances au niveau des rendements énergétiques, de la rentabilité économique de la valorisation de faible volume de biogaz par des moteurs de cogénération mais également sur la robustesse sur le long terme de ces moteurs pour la valorisation de ces faibles volumes.

La rentabilité de la valorisation en cogénération, sur le même principe qu'énoncé dans la section précédente, nécessite une réflexion sur l'optimisation du débouché de la chaleur produite. De plus, les besoins en chaleur fluctuant au cours de la semaine et de l'année, les unités doivent pouvoir faire face à ces pics et creux de consommation.

[28] Valbiom, *Biométhanisation : évaluation technico-économique de la micro-méthanisation à la ferme et de son cadre règlementaire en Wallonie*, 2014, 38 pages

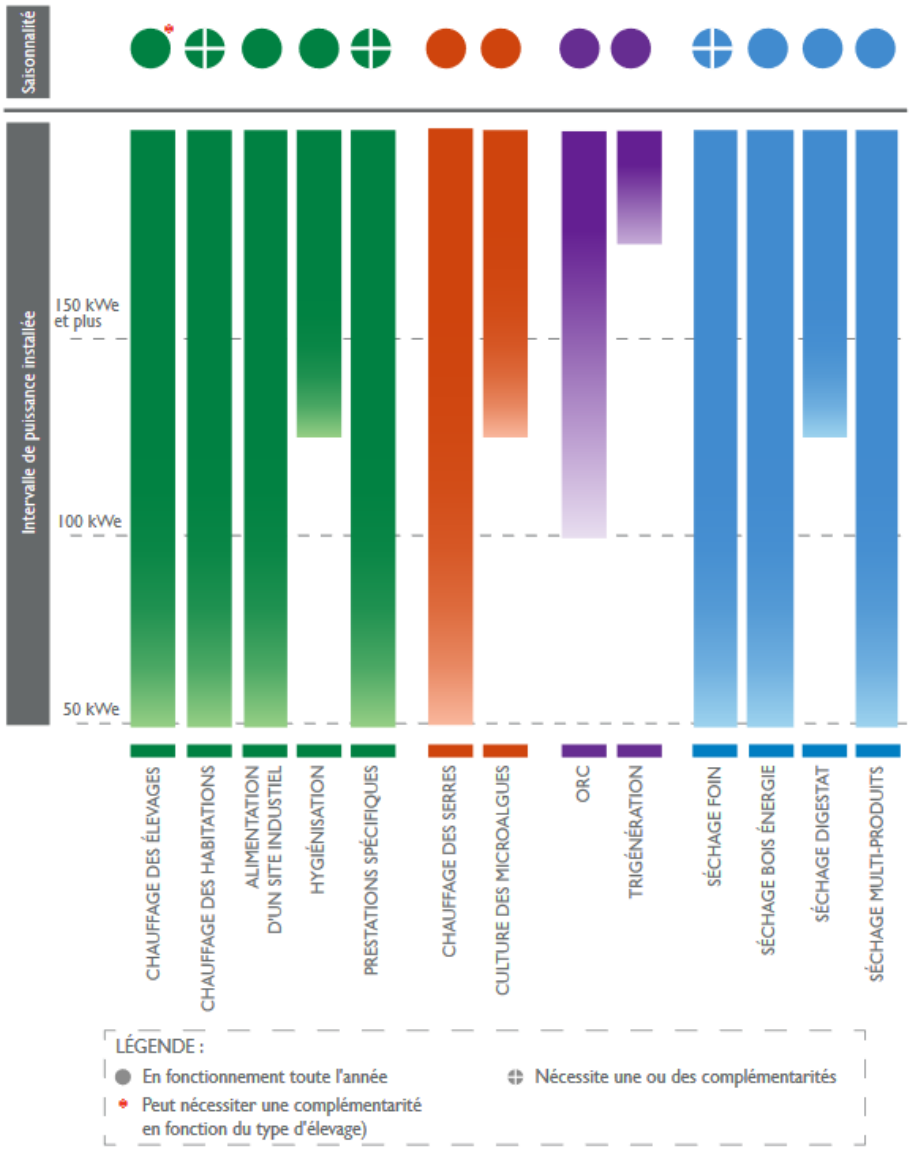


Figure 7: Intérêts des voies de valorisation de la chaleur issue de la cogénération selon plusieurs critères – ADEME, Chaleur issue de la méthanisation, de réelles opportunités, guide pratique – mai 2016. 38 pages

L'injection sur le réseau

A. Injection sur site

L'injection dans le réseau est le mode de valorisation le plus performant énergétiquement et encouragé à ce jour par les tarifs d'achat, à la condition d'une production de biogaz suffisante.

Cependant, à ce jour, l'injection n'est **viable économiquement qu'à partir de 50 Nm³ CH_4/h (équivalent à une production de 200 kWé en cogénération)**, ce qui exclut un projet seul en micro-méthanisation. En effet, la faible production de biogaz rapporté aux coûts liés à l'injection (épurateur, location du poste d'injection et raccordement entre autre)[29] ne permet pas d'envisager des économies d'échelle et donc grève la rentabilité du projet. De plus, il existe très peu d'offres actuelles d'épurateurs permettant l'injection de petit débit qui serait produit par un seul site de micro-méthanisation.

B. Le gaz porté

Le biométhane porté consiste à épurer le biogaz produit, à le liquéfier ou compresser dans des bouteilles

[29] Coût de location du poste d'injection fixé par la CRE d'environ 60 000 € par an, avec odorisation – source : Métha'Synergie, Méthanisation en Provence-Alpes-Côte d'Azur - Guide pour comprendre, analyser et agir, 2020.

pour le transporter par camion vers un point d'injection, qui peut être mutualisé ou non.

Le gaz porté peut être une solution de valorisation lorsque la distance du site d'implantation avec le réseau de gaz est trop importante, que la capacité d'accueil de la maille est trop faible ou encore lorsque la valorisation chaleur en cas de cogénération est difficile à trouver.

Il est possible aujourd'hui de mutualiser des plus petits projets en gaz porté pour partager ensuite les coûts liés à un seul point d'injection. Cette option est rentable depuis l'arrivée du décret du 30 avril 2019 qui permet, jusqu'au 1er janvier 2021, à chaque producteur de bénéficier d'un tarif d'achat calculé sur la base de la production de l'unité de méthanisation et non du volume de biogaz injecté au poste d'injection[30]. A partir de cette date, le tarif de rachat sera basé sur «la somme des capacités maximales de production de biométhane des installations de production associées au site d'injection»[31]. Les tarifs d'achat sont les mêmes que l'arrêté tarifaire pour l'injection directe au réseau[32].

Cependant, ce mode de valorisation nécessite des investissements importants (compresseur, bouteilles, transports, poste de détente, etc) en plus des coûts liés au dispositif d'injection.

Le projet Cobiogaz, démarré en 2013, s'est intéressé à cette valorisation dans l'objectif de mutualiser un point d'injection dans le réseau de transports pour 6 sites de méthanisation agricole. Selon les premiers calculs effectués sur la base des conditions tarifaires du décret d'avril 2019, **un seuil critique d'unités produisant un minimum de 50Nm^3/h** est nécessaire pour rentabiliser les coûts d'investissement.

D'autres hypothèses de simulation confirment l'existence d'un **seuil critique pour un schéma gaz porté comprimé avec injection mutualisée à un minimum de 10 projets d'environ 25 Nm^3/h**, en considérant un investissement total d'environ 1,7 M€ par unité et avec une distance de plus de 1,5 km en moyenne du réseau de gaz de chaque projet[33]. Ces données seront à nuancer avec les évolutions du marché et des technologies.

Selon les premiers retours, l'injection par gaz porté n'est donc, à ce jour, pas envisageable pour des unités de micro-méthanisation. Des avancées règlementaires et technologiques seront nécessaires pour permettre à la micro-méthanisation d'accéder à ce type de valorisation.

Le carburant pour véhicule

Le biométhane produit par la méthanisation peut être valorisé en carburant pour véhicule : le BioGNV. Le BioGNV est exploitable sous deux formes : le BioGNC (comprimé) et le BioGNL (liquide, aujourd'hui réservé aux poids lourds. De manière générale, le biométhane, une fois épuré, est injecté dans le réseau avant d'être transformé en carburant sous forme comprimée ou liquide par une station GNV.

Cependant, des technologies se sont développées pour créer des mini stations GNV sur site avec un module d'épuration du biogaz (le traitement du biogaz sur charbon actif, filtration membranaire, odorisation du bioGNV, le contrôle qualité) et de compression haute pression. En effet, des constructeurs ou des porteurs de projets ont développé des modules pouvant se greffer sur une unité de méthanisation en cogénération. Elle permet de valoriser une partie du biogaz issu de méthaniseurs agricoles sous forme de carburant.

Des expérimentations[34] sont menées en interne aux exploitations pour valoriser une partie du biogaz en carburant, comme sur l'exploitation de Jean-Luc Valla ou l'EARL LEBBE.

[30] https://projet-methanisation.grdf.fr/actualites/biomethane-porte-et-maintenant

[31] Arrêté du 30 avril 2019 modifiant l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

[32] Arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

[33] GrDF

[34] Un retour d'expérience sur l'expérimentation menée par Jean-Luc Valla est disponible dans son livre « Le Biogaz, Manuel pratique » et une expérimentation en cours en Occitanie

Une étude d'AURAEE (Auvergne Rhône Alpes Energie Environnement) a permis de détailler les conditions techniques et économiques pour le développement d'une brique technologique de production de **BioGNV à la ferme**[35], de la technologie AgriGNV®. 3 dimensionnements sont proposés selon le potentiel de production :

	Petite - 200K	Moyenne - 350K	Grande - 750K
Débit de biogaz entrant	max 2,4 nm^3/h	max 4,4 nm^3/h	max 9 nm^3/h
Débit bioGNV sortant	1,1 nm^3/h	2,1 nm^3/h	4,2 nm^3/h
Production bioGNV (kg) = équivalent litres de diesel	7 000 kg/an	13 000 kg/an	27 000 kg/an
Eq. Kilométrage annuel (7l/100km)	environ 100 000 km/an	environ 200 000 km/an	environ 400 000 km/an

Figure 8 : Caractéristiques techniques des briques AgriGNV® selon le dimensionnement (Petite : 200 000€, Moyenne : 300 000€ et grande 750 000€)

Selon les premières recherches et retours d'expérience, le coût d'investissement pour cette brique technologique à destination d'unités de micro-méthanisation **s'élèverait entre 93 000€ (étude sur le GAEC du Bois Joly[36] pour un système ayant une production maximale de 4 pleins par jour) et 220 000€ (module AgriGNV avec la station de compression, les bouteilles, systèmes de traitement du biogaz, etc)[37].**

Le choix du dimensionnement va alors être fonction de la flotte de véhicule associée au projet, du débit minimum souhaité et de la puissance du moteur de cogénération.

Du fait du surcoût entrainé par la brique technologique, il est nécessaire d'avoir une utilisation optimale du bioGNV produit. Les premières études sur des unités traitant entre 21 000 et 36 000t montrent que seule la grande brique est en mesure de s'approcher du prix du diesel (fixé à 1,25€ pour l'étude). Cette étude conclue qu'en l'absence de soutien financier et dans le contexte énergétique actuel, la production de biocarburant par une petite unité n'est pas rentable et très dépendante de la fluctuation des prix des carburants conventionnels.

L'offre technologique reste encore à développer pour permettre le développement de cette voie de valorisation au niveau des unités de micro-méthanisation. Il sera également nécessaire d'adapter les véhicules essence en GNV ou d'acheter un véhicule pouvant rouler au BioGNV.

Le débouché pour le digestat

Le digestat, résidu de la fermentation anaérobie avec le biogaz, peut être valorisé en épandage. Dans ce cas, l'unité devra faire une demande ou une actualisation (si unité agricole) de plan d'épandage. Si le digestat subit une séparation de phase, la fraction solide du digestat peut être valorisée après une étape de compostage. Le compostage permet notamment de maturer les caractéristiques agronomiques du digestat afin de s'approcher, voire d'atteindre, les normes d'homologation d'un amendement organique (NF U 44-051 ou 44-095) et pourra être cédé ou vendu.

Dans le cas des unités de micro-méthanisation agricole, la définition du débouché pour le digestat est primordiale, il s'agit souvent d'un levier important de rentabilité puisque l'utilisation du digestat en fertilisation permet des économies d'engrais. Le chiffrage de ces économies est souvent difficile pour les exploitants mais **a été estimé à 6% en moyenne des produits d'exploitation**[38]. Un suivi technique, économique, environnemental et social de sept installations innovantes de petite méthanisation à la ferme entre septembre 2013 et février 2015 a mis en avant des premiers chiffrages d'économies **allant de 6 000€ et 8 000€[39] par an.**

Suivant le mode de valorisation envisagé par l'exploitation, un post-traitement sera envisagé, comme la

[35] AURAEE, SCARA, *Étude de potentiel technico-économique d'une brique technologique de production BioGNV à la ferme,* 28 p.

[36] Laura Sarperi. Génie des procédés. Ecole des Mines de Nantes, Développement d'une filière de production de bio-GNV à partir de biogaz agricole à l'echelle individuelle. .2014.226 p.

[37] Prodeval, interview du 27 août 2019

[38] ADEME –S3D (AudreyEL HABTI, David GUIANVARCH, Germain LHERIAU) (d'après les suivis réalisés par S3D, Biomasse Normandie et l'APESA, avec l'appui de Biogasview) Suivi technique, économique, environnemental et social de sept installations innovantes de petite méthanisation à la ferme. Synthèse rapport final. 2016. p20.

[39] MéthaN'Action. Fiche unité de méthanisation GAEC Giraud.2018. P3

séparation de phases ou un séchage du digestat, et impactera la rentabilité du projet.

Dans le cadre d'unité traitant des biodéchets, l'enjeu autour du digestat peut être double. Tout d'abord, le processus cherchera à produire **un digestat normé**[40], notamment avec une phase de compostage, afin de pouvoir valoriser monétairement ce co-produit. La littérature fait état de peu de retour d'expériences à ce sujet.

Dans le cadre du projet DECISIVE 2020, un module de valorisation du digestat[41] avec une séparation de phases en engrais liquide pour hydroponie (digestat liquide), support de culture (digestat solide) et biopesticides grâce à une fermentation sur substrat solide est en cours d'expérimentation, développé par UAB et Aeris.

La maîtrise technique

Selon les caractéristiques des matières organiques ainsi que la quantité, les technologies de méthanisation seront différentes. On distingue notamment la méthanisation :

- En voie liquide ou infiniment mélangée avec un taux de matière sèche dans le digesteur <15% : généralement valorisant des lisiers, eaux blanches, biodéchets, etc.
- En voie sèche ou solide avec un taux de matière sèche entre 15 et 40% dans le digesteur) : pour la digestion d'intrants comme des fumiers très pailleux, paille, etc.

Pour s'assurer que le processus biologique de méthanisation, réalisé par des micro-organismes, soit bien mené, un suivi régulier doit être réalisé, tant au niveau de la ration entrante d'intrants que de la surveillance des équipements.

Le développement, la mise en œuvre et l'exploitation d'un projet de méthanisation, requiert des compétences dans de nombreux domaines. Pour s'assurer de la réussite du projet, il est important de bien choisir la technologie et les fournisseurs adaptés aux spécificités du projet. Les offres existantes sont variées et ont beaucoup évoluées sur la voie liquide mais encore peu sur la voie sèche, notamment sur des technologies de micro-méthanisation. Le recensement effectué confirme une tendance à la valorisation des intrants par la voie liquide.

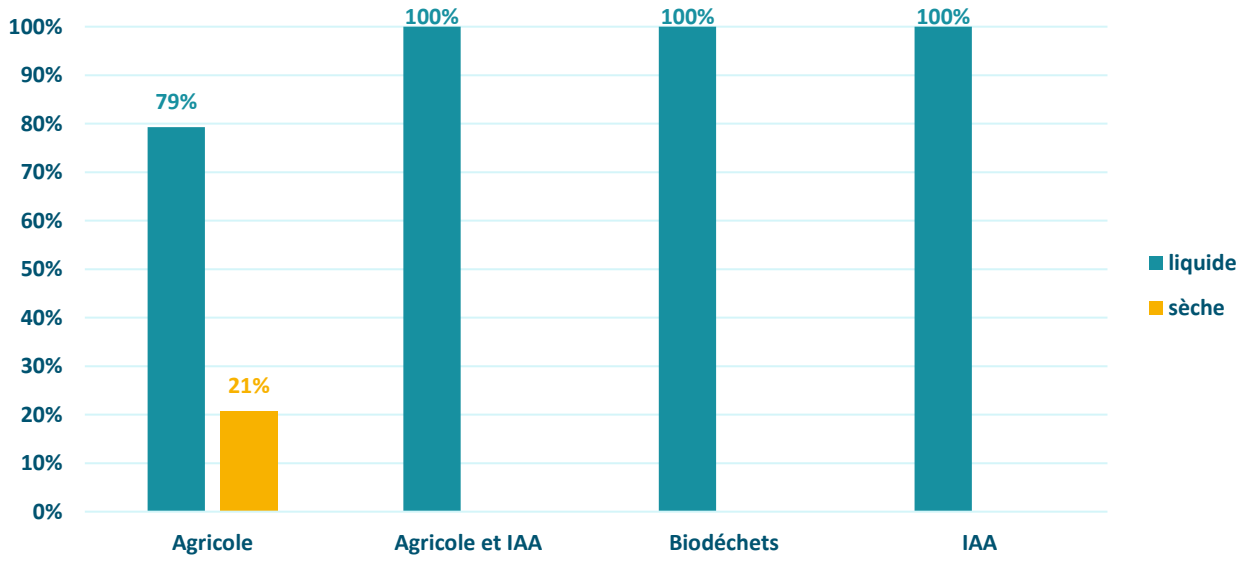


Figure 9 : Répartition des technologies de micro-méthanisation - Recensement Geres 2019

Selon des premiers retours d'expérience en Hauts de France sur des unités agricoles de micro méthanisation, le rendement réel énergétique oscille entre 60 et 90% par rapport aux rendements théoriques fournisseurs.

40 Le respect des normes NFU 44051 et NFU 44095 permettent de commercialiser les digestats en amendements organiques

41 DECISIVE 2020. Report on the possibilities of digestate (and other wastes) as raw materials for SSF processes to obtain certain bioproducts. 2017. 46p

Pour celles proches des 60%, cela rend compliqué la viabilité économique. La filière manque à ce jour de retours d'expérience sur le suivi de performances énergétiques et économiques des micro-méthaniseurs. Les dernières études réalisées datant de quelques années (suivi Ademe 2015) et les offres des constructeurs ayant évoluées, elles ne permettent pas aux porteurs de projets d'avoir une vision actuelle de ces données. Ces suivis techniques et économiques ne sont également pas disponibles pour les technologies valorisant des biodéchets.

Bien que la dimension soit réduite, la maîtrise technique reste un point déterminant pour la pérennité de l'unité. Les retours d'expérience insistent sur l'importance d'étudier bien en amont les différentes offres de constructeurs, de réaliser des visites afin de déterminer la technologie la plus adaptée pour l'intrant à valoriser.

Si la majorité des porteurs de projet font appel à des constructeurs tant pour la construction que pour la maintenance, d'autres se sont orientés vers l'auto-construction (environ 8% de notre recensement, uniquement sur des unités agricoles), permettant de dimensionner l'unité aux spécificités de l'exploitation, d'en avoir une meilleure connaissance et de pouvoir assurer en grande majorité la maintenance technique.

Concernant les unités valorisant des biodéchets ou des résidus de production de l'industrie agro-alimentaire, la maintenance est généralement assurée par l'industriel qui dispose des compétences en interne.

Le site d'implantation adéquat

Le choix du site d'implantation est déterminé par plusieurs facteurs : la règlementation, la taille de l'unité, la distance avec l'approvisionnement en intrants, la proximité avec les réseaux de distribution (gaz ou électricité selon la valorisation envisagée) ou les besoins en chaleur. Il peut également impacter l'acceptation locale du projet.

La taille plus compacte des unités de micro-méthanisation, comparé à des unités « classiques », permet notamment de réduire l'investissement et surtout de limiter l'emprise au sol des installations. Le développement d'une unité de méthanisation « classique » nécessite un minimum de 2 hectares. La surface minimum d'une unité de micro-méthanisation va dépendre du volume d'intrants à décomposer, des équipements mis en place (espaces de stockage, unité d'hygiénisation, de post-traitement) et la technologie choisie. Elle est variable de quelques mètres carrés (à partir de 20m² pour SEaB Energy pour traiter des biodéchets), environ 200m^2 pour une unité Bioélectric ou encore de 300m² pour une unité Arcbiogaz.

Il conviendra également de respecter les dispositions règlementaires qui imposent des distances pour les unités soumises aux rubriques 2781-1 en déclaration et enregistrement ainsi que 2781-2 en enregistrement.

- Minimum à 50 m des premières habitations et établissements recevant du public, à l'exception des logements occupés par des personnels de l'installation et des logements **dont l'exploitant ou le fournisseur de substrats de méthanisation ou l'utilisateur de la chaleur produite à la jouissance**. Les distances de l'unité par rapport aux stades, terrains de camping agréés et établissements recevant du public doivent être mentionnées dans le dossier ICPE mais pas de distances réglementaires.
- Hors du périmètre de protection rapprochée d'un captage d'eau destiné à la consommation humaine
- Les aires de stockage des matières entrantes et des digestats sont distantes d'au moins 35 m de toute source d'eau destinée à l'alimentation en eau potable, à des industries agro-alimentaires ou à l'arrosage de cultures maraîchères ou de rivages ou berges de cours d'eau.
- Hors de zonages environnementaux réglementaires dits Espaces protégés strictement : Arrêté préfectoral de protection de biotope - Réserve naturelle nationale ou régionale - Réserve biologique domaniale ou forestière (intégrale ou dirigée) - Réserve nationale de chasse et de faune sauvage - Réserve de pêche.
- Hors zone inondable selon le PPRI (dérogations possibles).

➢ Dans le cas d'une unité agricole, l'unité est majoritairement construite dans la continuité de l'exploitation, sur son site. La dimension de l'unité et les distances à respecter posent en général peu de difficultés pour l'installation.

- Dans le cas d'une unité souhaitant méthaniser des biodéchets, l'emplacement doit être bien défini en amont pour prendre en compte les problématiques concernant la taille, la proximité du lieu de collecte des biodéchets ou encore de valorisation du digestat ou compost. Les premiers retours d'expérience de constructeurs ou de porteurs de projets de ce type d'unité font remonter des difficultés concernant les distances à respecter. En effet, cela limite la possibilité d'implanter l'unité au plus proche du lieu de production des biodéchets et doit être largement anticipé.

L'équilibre financier

L'investissement

Le ratio d'investissement pour une unité de micro-méthanisation est compris entre **6 000€/kWé et 14 000€/kWé pour une puissance allant de 30 à 80 kWé pour la cogénération et de 1285€/kWth à 4285€/kWth pour une valorisation chaudière entre 6kWth et 40 kWth**. Le montant des investissements va varier majoritairement en fonction :

- Du mode de valorisation du biogaz choisie : des coûts plus importants pour une valorisation en cogénération ou en injection qu'en combustion directe pour de la chaleur.
- Du volume et de la saisonnalité des intrants pouvant nécessiter de créer des équipements supplémentaires pour un stockage plus important.
- Des équipements nécessaires (fosse de stockage, etc.) non pré-existants sur le site.

Les graphiques ci-après permettent d'évaluer l'impact du mode de valorisation ou de la puissance installée en cogénération sur l'investissement.

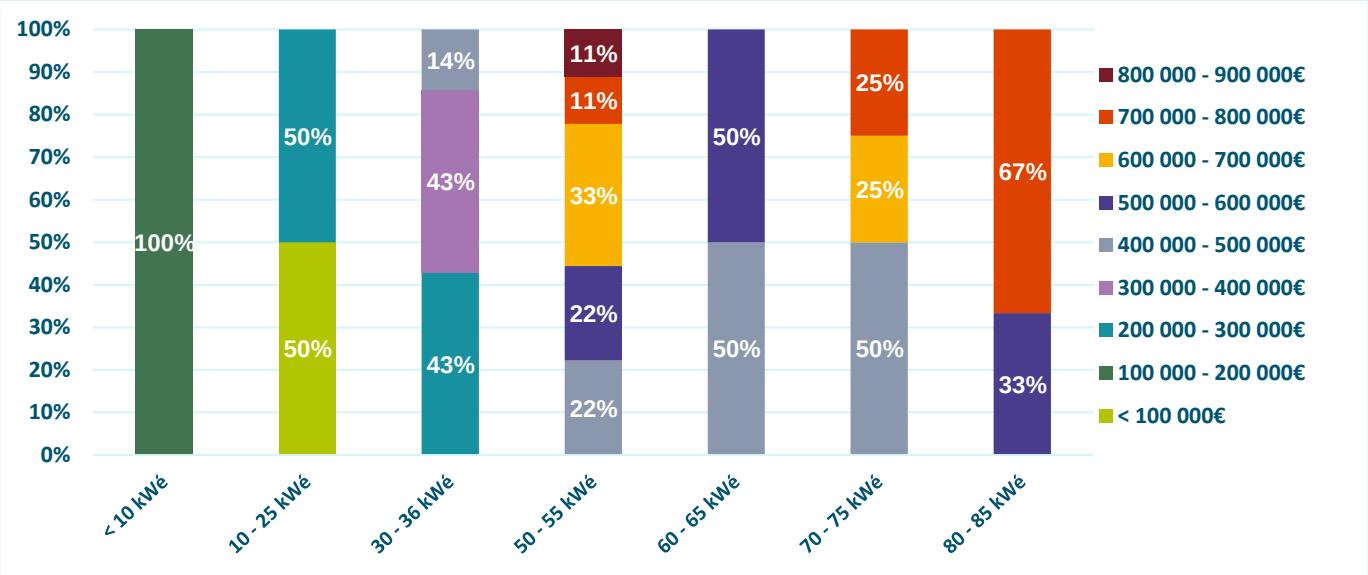


Figure 10 : Valorisation en cogénération - Répartition des investissements en fonction des puissances installées - Recensement Geres 2019

Plus la puissance installée en cogénération est élevée, plus l'investissement est important (plus de 500 000€ pour les unités de 80-85 kWé contre moins de 500 000€ pour les unités de moins de 35 kWé). Cela peut s'expliquer en partie par un volume plus important d'intrants à valoriser et donc à stocker.
Selon les informations obtenues lors de notre recensement (non exhaustif), le TRB des unités varie **entre 7 et 15 ans**.

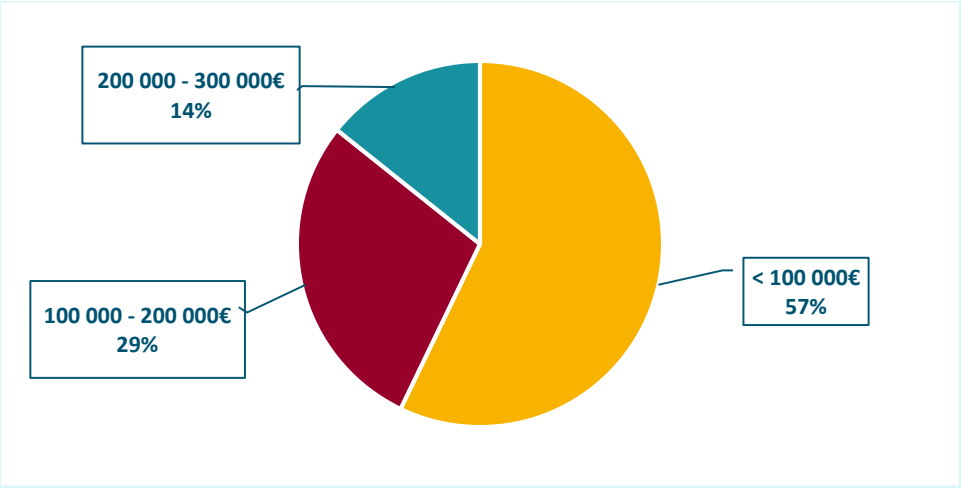


Figure 11 : Valorisation en chaudière - Répartition des investissements - Recensement Geres 2019

Dans le cas des unités valorisant des biodéchets, le calcul de rentabilité de l'installation est fortement basé sur la substitution des coûts de collecte entraînée par la valorisation des intrants par la micro-méthanisation (coût à la tonne pouvant aller jusqu'à 200€). Les unités de cette typologie étant peu développées à ce jour, nous avons peu de retours chiffrés. Cependant, les évolutions réglementaires, la saturation des centres d'enfouissement et l'augmentation des taxes liées à la gestion des déchets pourraient être des leviers pour le développement de cette typologie d'unité.

Une évaluation technico-économique de la micro-méthanisation agricole en Wallonie[42] a étudié l'impact de plusieurs facteurs sur la rentabilité des projets de micro-méthanisation : montant d'investissement, taux d'aides à l'investissement et valorisation de la chaleur sur des unités avec une valorisation cogénération <10 kwé, un rendement électrique de 30% et un rendement thermique de 50%. Plus le montant de l'investissement est élevé, moins le projet est rentable.

Les subventions

Notre recensement a permis d'identifier des taux de subventions entre 30 et 59% de l'investissement suivant les mécanismes disponibles.

Certaines régions sont mobilisées sur cette thématique et proposent des aides spécifiques, comme la Région Bretagne qui finance des unités de micro-méthanisation agricole dans le cadre du Plan Biogaz, par des subventions à l'investissement Biogaz (maximum de 40 000 € par projet) et par un accompagnement au suivi de la performance de leurs projets. Les unités doivent avoir une production de biogaz inférieure à 30 Nm^3/h et une valorisation du biogaz autrement que par cogénération : chaudière, biocarburant, etc[43].

Les tarifs d'achat électricité

La valorisation en injection pour des petites unités de méthanisation étant à ce jour quasi inexistante, nous ne développerons dans cette partie que les tarifs concernant les unités valorisant le biogaz en cogénération.

Il n'existe pas à ce jour de tarif de rachat de la chaleur produite en méthanisation, des contrats de gré à gré sont occasionnellement conclus, la chaleur est principalement valorisée sur site ou à proximité.

L'arrêté du 13 décembre 2016 fixe les conditions d'achat pour l'électricité produite par les installations de méthanisation d'une puissance installée inférieure à 500 kWé.

La micro-méthanisation se développe également grâce à un tarif d'achat de base intéressant : **0,175 €/kWh pour des puissances inférieures à 80 kilowatts**, puis interpolation linéaire entre 80 kW et 500 kW à 0,15 €/kWh.

[42] Valbiom, *Biométhanisation : évaluation technico-économique de la micro-méthanisation à la ferme et de son cadre règlementaire en Wallonie*, 2014, 38 pages

[43] https://www.bretagne.bzh/aides/fiches/methanisation-agricole-territoriaux/

Tableau 3 : Tarif de base - Arrêté du 13 décembre 2016

Puissance électrique maximale de l'installation	Tarif de base
P ≤ 80 kW	0,175 € / kWh
P = 500 kW	0,15 € / kWh

A compter du 1er janvier 2018, le tarif de base baisse de 0,5 % à l'issue de chaque trimestre.

A cela s'ajoute une prime aux effluents maximale de 0,05€/kWh pour une proportion d'effluents d'élevage supérieure à 60% et une interpolation linéaire entre les deux.

Le tarif de rachat minimum est de 17,5 c€/kWh, et peut aller jusqu'à 22,5c€/kWh dans le cas d'un agriculteur éligible à la prime aux effluents.

Le contrat est conclu pour une durée de 20 ans à compter de sa prise d'effet (article 10). Les sommes versées au producteur dans le cadre de son contrat sont plafonnées à un nombre d'heures de fonctionnement en équivalent pleine puissance de 140 000 heures sur la durée totale du contrat (article 9), ce qui revient à un fonctionnement de 7000 heures par an pleine puissance. Le contrat prend fin dès l'atteinte de ce plafond horaire.

Charges d'exploitation et de maintenance

La littérature fait état d'un manque de retours concernant les données économiques des unités. Beaucoup d'unités sont récentes et ne permettent pas une capitalisation à ce jour. D'autres unités sont des prototypes où les technologies misent en place ne correspondent plus à celles développées aujourd'hui (de fortes évolutions ont été réalisées par les constructeurs).

Cependant, des études ou données issues des constructeurs permettent de mettre en lumière les éléments suivants.

Concernant, les coûts de main d'œuvre, l**e temps de maintenance d'une unité de micro-méthanisation est en moyenne évalué à 1h par jour en cogénération avec 30min de chargement des intrants et 30min de contrôle des différents indicateurs**. Ces actions sont réalisées principalement par l'exploitant.

Selon une étude menée sur sept installations à la ferme, le renouvellement des matériels (hors process de cogénération) et la maintenance prévisionnelle liée au process sont évalués et provisionnés dans le compte d'exploitation **à 2%[44] de l'investissement (hors cogénération).**

Les charges (dont maintenance) varient entre **12 000 et 80 000€** selon la puissance installée en cogénération (entre 22 kWé et 80kWé[45]). A titre d'exemple, les charges pour une unité de valorisation de biodéchets valorisant 500 t/an peuvent représenter 37 000€/an pour un investissement de 561 000€.

Pour les unités en cogénération, les charges annuelles liées à la révision des 60 000h et le renouvellement des pièces sont évaluées à 35€/MWh (dont 10€/MWh)[46]. Certains modèles seront à renouveler tous les 2/3 ans. Il est donc nécessaire de prendre en compte dans son plan d'affaires des charges de maintenance plus élevées à partir de la 3ème année.
En valorisation chaleur uniquement, certaines études estiment les charges à environ 3 000€ par an (dont 8% de consommation électrique et 30% de main d'oeuvre)[47].

A titre indicatif, la littérature met en avant les premiers retours d'expériences suivants (charges comprenant : maintenance, main d'œuvre, transports, substrats)[48]:

---

[44] *ADEME –S3D (AudreyEL HABTI, David GUIANVARCH, Germain LHERIAU, Suivi technique, économique, environnemental et social de sept installations innovantes de petite méthanisation à la ferme. Synthèse rapport final. 2016*

[45] *BioEnergyFarm2 – La petite méthanisation, Mars 2016 : http://www.bioenergyfarm.eu/wp-content/uploads/2015/10/R%C3%A9u_petite-m%C3%A9tha-mars-2016.pdf*

[46] *ADEME –S3D (AudreyEL HABTI, David GUIANVARCH, Germain LHERIAU, Suivi technique, économique, environnemental et social de sept installations innovantes de petite méthanisation à la ferme. Synthèse rapport final. 2016*

[47] Toudic A., Langlois A.S., Lavenan K., Kergourlay F., Carré J.Y., Dabert P. Lendormi T. Méthanisation passive à température ambiante - Validation de la couverture flottante Nénufar à Guernévez. Rapport d'étude. Chambres d'agriculture de Bretagne, 2018, 12 pages

[48] Biogas3, Handbook of small-scale AD technology model (FR), http://www.biogas3.eu/documentos/BIOGAS3_D31_Handbook%20of%20small-scale%20AD%20technology%20model_FR.pdf

Tableau 4 : Exemples de données économiques unités de miro-méthanisation

Typologie	Technologie et puissance	Intrants	Investissement	Charges	TRI
Agricole	Voie liquide 30 kWé	1 000 t de fumier bovin, de lapin et de volaille, graisses alimentaires, tontes, déchets de céréales	314 200€ 10 473€/kWé 44% subv	18 000€	7 ans avec subv
Agricole	Voie liquide 30 kWé	1 960 t de lisier et fumier bovin, végétaux	450 000€ 15 500€/kWé 55% subv	27 000€/an	9 ans avec subv
IAA	Voie sèche 30 kWé	345 t/an de céréales de brasserie, fumier bovins	135 000€ 4 500€/kWé	12 400€/an	3 ans
Agricole	Voie liquide 80 kWé	6 000 t - lisier et fumiers porcins et bovins, paille, CIVEs (culture intermédiaire à valorisation énergétique)	700 000€ 8 7500€/kWé 30% subv	50 000€/an	8 ans avec subv
Agricole	Voie sèche 60 kWé	3 975 t/an de déchets de récoltes, de végétaux de l'industrie meunière et effluents d'élevage	241 000€ 4 000€/kWé	82 400€/an	8 ans
Agricole	Voie liquide 100 kWé	11 619 t/an de fumier et purin bovins, ensilage de maïs	726 000€ 7 260€/kWé	77 500€/an	6,5 ans

Un mode de gouvernance performant

La notion de gouvernance de projets recouvre un mode de management et d'organisation mais également les relations entre capital et pilotage du projet. Elle permet d'identifier les rôles et les responsabilités de chaque partie prenante. Les unités de micro-méthanisation sont principalement portées par les exploitations agricoles ou les entreprises industrielles qui les exploitent.

Le projet BioEnergyFarm 2 a recensé et comparé les différentes structures les plus appropriées pour le portage d'une unité de micro-méthanisation agricole (*voir Annexe 1*).

L'acceptabilité sociale

Les premiers retours d'expérience de micro-méthanisation agricole ou d'IAA font état **d'une bonne acceptation sociale**. Les projets sont peu visibles, souvent juste à côté des bâtiments d'exploitation et ressemblant à des fosses de stockage dont disposent initialement les agriculteurs ou les industriels.

Les volumes d'intrants étant moindres et de manière générale présents sur le site d'implantation, les transports de matières sont très limités.

Concernant les unités valorisant des biodéchets issus des ménages, des travaux menés par l'INRAE[49] sur le traitement de proximité des déchets ménagers ont permis de constater que **la connaissance du devenir et du mode de valorisation des déchets par les individus qui les produisent induisent une meilleure acceptation et in fine, une réduction de leur production**. La micro-méthanisation des biodéchets permet de proposer une valorisation de proximité, s'inscrivant dans un processus d'économie circulaire avec une

[49] Projet DECISIVE 2020

meilleure implication des citoyens, des économies d'énergie et de transports.

Les craintes concernant le développement d'une unité de micro-méthanisation restent cependant identiques à celles d'une grosse unité : les risques d'explosions, le transport des déchets et les possibles nuisances olfactives, l'aspect visuel de l'unité pouvant niveler les prix de l'immobilier. Il est alors important de bien communiquer sur le projet et son dimensionnement. Les retours d'expériences démontrent qu'une communication transparente et des rencontres avec les riverains permettent de lever rapidement ces appréhensions.

I-8 - Quels sont les freins et les leviers au développement de la micro-méthanisation ?

Les freins identifiés

Si la micro-méthanisation suscite de la curiosité et de l'intérêt, son développement est soumis à certaines conditions non négligeables. Il repose en partie sur la disponibilité des intrants (généralement des déjections qui sont peu méthanogènes), la possibilité de trouver et valoriser les synergies avec l'exploitation/l'industrie ou le lieu d'implantation (permettre des économies d'énergie en la valorisant, de faire évoluer la gestion du stockage des effluents et d'épandage, optimiser les transports, etc.) mais aussi de bénéficier d'un cadre encourageant pour la revente de l'énergie.

La pression économique liée à l'obtention de **financements** pèse très fortement sur ces projets, même avec des revenus issus de la méthanisation. Les dispositifs de soutien en place (prêt garanti BPI, fonds européens PCAE, etc) ne sont pas adaptés à la micro-méthanisation. Les grilles de lecture (critères d'éligibilité, calcul de rendements, etc) ont été construites pour des unités de méthanisation aux investissements conséquents, plusieurs millions d'euros, et le plus souvent en modèle collectif avec un procédé infiniment mélangé. Ces critères ne sont pas adaptés à des unités de plus petites tailles qui font face à des coûts d'investissement encore très élevés et un amortissement sur un volume plus faible de production d'énergie. Les externalités positives non quantifiables ou quantifiées économiquement d'un plus grand maillage territorial d'unités de traitement des déchets et de production d'énergie renouvelable (réduction des émissions de GES liées aux transports, renforcement de l'emploi local, décentralisation de la gestion des déchets, réduction des odeurs par une réduction des temps de stockage des intrants, etc) ne sont pas intégrées dans ces critères.

Cette recherche de financement est d'autant plus complexifiée par un cadre légal instable (changement des dispositifs de soutien) et également non adaptée au contexte des unités de micro-méthanisation. Les tarifs de rachat auxquels peuvent accéder les unités de micro-méthanisation sont les mêmes que pour des unités plus importantes. Or, le delta entre les investissements pour ces deux tailles d'unités rapporté aux charges incompressibles liées à la valorisation du biogaz[50] et aux recettes liées au faible volume de biogaz ne permettent pas de rendre attractive la création de ce type d'installation.

Les **démarches administratives** sont complexes et coûteuses pour des unités de cette taille. Les micro-unités sont soumises au dépôt d'une déclaration ICPE et d'un agrément sanitaire. Le régime en déclaration s'applique à toute unité traitant moins de 30t/j d'intrants et précise toutes les mesures à mettre en œuvre sans distinction entre une unité valorisant 6t/jours d'intrants et 30t/jour, ce qui représente une charge financière et de travail importante pour des toutes petites unités. Un des porteurs de projets interrogés a fait remonter qu'un tiers du temps de travail lié au montage du projet en auto-construction (comprenant également la création des plans, la construction) a été consacré aux démarches administratives. De même, les acteurs de la filière spécialisés dans la valorisation des biodéchets font remonter des démarches administratives et réglementaires grevant la rentabilité des projets de par les coûts qu'elles engendrent[51] et dissuadant des porteurs de projets au regard du faible volume de biogaz produit et stocké à l'instant t sur l'unité (estimé à l'équivalent d'une bombonne de gaz de camping).

D'un point de vue technique, **les solutions de valorisation du biogaz sont peu accessibles pour l'instant aux unités de micro-méthanisation**, par manque de recherche et développement. Si des moteurs de

[50] Les coûts d'investissement et de maintenance d'un moteur cogénération, des équipements d'injection ne sont pas ou peu réduits dans le cas des unités de micro-méthanisation par rapport à des unités plus importantes.

[51] Comme des coûts liées aux installations de rétention bien qu'avec une unité de traitement des biodéchets, le volume de liquide à l'instant t est minime (en moyenne 50m^3)

cogénération de faible puissance existent, ils restent coûteux et ne disposent pas de retours d'expérience suffisants sur leur fiabilité quant à la valorisation de petite production. Il manque notamment à ce jour de retours sur les rendements énergétiques des moteurs de cogénération sur ces volumes. L'injection dans le réseau ou la production de gaz carburant supposent des investissements lourds pour épurer le biogaz et/ou raccorder l'unité au réseau de gaz naturel. Les solutions les plus accessibles technologiquement restent encore l'autoconsommation via une valorisation en chaudière ou gazinière mais ne permettant pas de viabiliser économiquement l'unité sur du long terme.

L'accès à des technologies plus performantes énergétiquement ou offrant des usages parfois plus adaptés au contexte de l'installation auprès de fournisseurs (bioGNV, biogaz porté, etc) ont des coûts d'investissements trop élevés pour être envisagés.

Les acteurs accompagnant les porteurs de projets mettent en avant un manque de capitalisation et de retours d'expérience sur les unités de micro-méthanisation et plus particulièrement sur les unités traitant des biodéchets.

Les pistes d'amélioration de la littérature

Aujourd'hui, afin de pouvoir créer un terreau propice au développement d'unité de micro-méthanisation, plusieurs pistes de travail ont été proposées par la littérature et les acteurs de la filière interrogés :

- Poursuivre la simplification de la réglementation appliquée à la construction et au fonctionnement des unités de micro-méthanisation (seuils à définir avec les acteurs de la filière) avec des procédures proportionnellement adaptées à des unités de petite échelle comme par exemple la mise en place d'un statut ICPE simplifié.
- Simplifier la connexion au réseau.
- Renforcer les dispositifs de soutien :
  - Abaisser le coût des installations grâce à un meilleur soutien financier
  - Réévaluer le tarif de rachat afin de respecter le principe de proportionnalité pour les unités de moins de 80 kWé.
  - Proposer un tarif réglementé pour la chaleur.
- Une meilleure prise de conscience et formation des responsables politiques aux enjeux climatiques et énergétiques pour une reconnaissance de l'importance du potentiel du biogaz dans la transition énergétique.

La filière fait remonter un besoin d'incitation au développement d'unités de micro-méthanisation afin de relancer la R&D sur des équipements de valorisation performants et faire baisser les coûts d'achat sur les équipements (de valorisation mais également de construction).

A ce jour, le sentiment général de la filière micro-méthanisation est que malgré les enjeux et avantages que représentent cette technologie, les décisions politiques, règlementaires et budgétaires vont principalement favoriser le développement des grosses unités de méthanisation, malgré la généralisation des critiques auxquelles font face ces projets (périmètre de collecte des intrants jugés trop large, industrialisation du milieu agricole, gestion et qualités des digestats, risques de pollution environnementale, augmentation du trafic routier, etc).

PARTIE II – ETUDE DE MARCHE CONSTRUCTEURS D'UNITE DE MICRO-METHANISATION

Notre étude a été complétée par un benchmark des constructeurs proposant des solutions pour de la micro-méthanisation. Ce recensement n'est pas exhaustif, d'autres constructeurs, proposent des solutions sur le territoire français.
Nous présentons de manière synthétique leur offre ainsi que des premières données techniques et économiques. Ces informations sont, à titre indicatif, valables à la date de la réalisation de notre étude. Les montants d'investissement concernent, sauf mention contraire, la partie méthanisation de l'unité. Des surcoûts peuvent s'ajouter selon les équipements additionnels souhaités ou nécessaires (espaces de stockage, prétraitement, post-traitement, etc).

8 constructeurs dont les offres se concentrent sur les effluents de type agricole seront tout d'abord présentés. Nous ferons par la suite un focus sur 6 constructeurs ayant développé des technologies de méthanisation adaptées aux intrants de type biodéchets et/ou agricole. Enfin, vous retrouverez quelques retours d'expérience d'auto-construction.

Trois régimes thermiques, températures à laquelle se réalise la fermentation anaérobie, seront mentionnés :

- Psychrophile : entre 5 et 25 °C.
- Mésophile : de 30 à 40 °C
- Thermophile : de 45 à 60 °C, souvent à 55 °C.

II.1 – Constructeurs spécialisés dans la valorisation des intrants agricoles

Le tableau ci-après présente une synthèse de l'offre de constructeurs proposant des unités de micro-méthanisation à partir d'intrants majoritairement agricoles.

Ces informations sont issues d'interviews et/ou de recherches internet.

Tableau 5 : Comparaison des technologies de micro-méthanisation typologie majoritairement agricole

Constructeurs de micro-méthanisation : typologie majoritairement agricole						
	Technologie	**Intrants privilégiés**	**Température de digestion**	**Valorisation énergétique**	**Investissement**	**Nombre de références en micro-méthanisation**
BIO4GAS	Voie liquide	Fumiers, lisiers, déchets de céréales, ensilage, glycérine	Mésophile	Cogénération 50, 64, 75 kWé	450 000€ - 700 000€	14
Nénufar	Voie liquide	Lisiers uniquement	Psychrophile	Chaudière Cogénération	Chaudière : à partir de 100 000€ - Cogénération : à partir de 160 000€	24
Bioélectric	Voie liquide	Lisiers uniquement	Mésophile	Cogénération 22, 33, 44 kWé	A partir de 220 000€ pour un 22 kWé	+ de 100
Valotech Energies	Voie liquide et voie sèche discontinue	Effluents, déchets de silos	Thermophile	Cogénération A partir de 14 kWé	400 000€ (44 kWé sur partie métha) – 650 000 € (83 kWé)	3

Evalor	Voie liquide	Lisiers, fumiers, déchets de céréales, ensilage	Mésophile	Cogénération A partir de 50 kWé	Entre 800 000 et 1 millions d'€ pour 80 kWé	2
ArcBiogaz	Voie liquide	Fumiers, lisiers avec CIVEs	Mésophile	Cogénération à partir de 22 kWé Chaudière à partir de 2 kWth	480 000€ pour 75 kWé	2
Enerpro	Voie liquide et sèche discontinue	Lactosérum, effluents d'élevage, ensilage d'herbe, CIVEs, eaux usées	Mésophile	Cogénération de 30 ou 60 kWé (entre 250k€ et 400k€) Chaudière thermique à partir de 40 kWth (40k€) Chauffe – eau de 7 kWth (5 à 10k€)	25 000 à 400 000€ selon modèle	6
Agrikomp	Voie liquide	Fumiers, lisiers, déchets de céréales, ensilage	Mésophile	Cogénération A partir de 50 kWé mais seuil de rentabilité à 80 kWé	Environ 600 000 € suivant les projets soit 9 000€/kWé (sans stockage)	10

Bio4Gas

Bio4Gas Express France a été créé en juin 2011 suite aux travaux de 2 chercheurs de l'université d'Innsbruck en Autriche et est située en Auvergne-Rhône-Alpes.

Site internet : http://www.bio4gas.fr/

Tableau 6 : Caractéristiques de la technologie Bio4Gas

BIO4GAS	
Technologie	Voie liquide
Intrants privilégiés	Fumiers, lisiers, déchets de céréales, ensilage, glycérine
Température de digestion	Mésophile
Valorisation énergétique	Cogénération 50, 64, 75 kWé
Investissement	450 000€ - 700 000€
Nombre de références	14

L'installation :

L'unité proposée par Bio4Gas se compose d'une préfosse d'homogénéisation, d'un digesteur et d'un moteur de cogénération. La préfosse d'homogénéisation permet de rassembler les intrants et de les mélanger avant l'incorporation. L'homogénéisation se fait selon le type de gisements : simple pompe, mixeur, table d'incorporation, pompe broyeuse, etc. Le digesteur « Bert » fonctionnant grâce au Thermo Gas Lift (TGL®), qui permet de chauffer, agiter et désulfurer la matière organique dans le méthaniseur, a été breveté.

L'avantage de la préfosse est double puisque cela facilite l'action des bactéries et il est moins coûteux qu'un système d'incorporation classique. Une pompe fait circuler la matière jusqu'au digesteur avec un débit de 30 m^3 par jour.

Le brassage est assuré par des agitateurs, le chauffage se fait par des serpentins directement dans le mur du digesteur de manière à éviter le croûtage. Le temps de séjour varie de 25 à 60 jours en fonction du volume du digesteur et de la matière incorporée.

Les digesteurs sont équipés d'un procédé de désulfurisation pour protéger les moteurs de cogénération de la corrosion. Le digesteur fonctionne par surverse permettant un transfert de la matière digérée vers la fosse

de stockage par l'incorporation des nouveaux intrants.

Le gaz est stocké dans une double membrane située au-dessus du digesteur avant d'être valorisé. Le digestat quant à lui est stocké dans une fosse circulaire couverte.

Figure 12 : GAEC P2MN – 50 kWé – source : Bio4gas

Nénufar

Nénufar est une PME française, créée en 2012 et située en Ile-de-France et en Bretagne.

Site internet : http://nenufar-biogaz.fr/

Tableau 7 : Caractéristiques de la technologie Nénufar

NENUFAR	
Technologie	Voie liquide
Intrants privilégiés	Lisiers uniquement
Température de digestion	Psychrophile
Valorisation énergétique	Chaudière Cogénération
Investissement	A partir de 100 000€ pour une valorisation par chaudière A partir de 160 000€ pour une valorisation par moteur de cogénération
Nombre de références	24

L'installation :

Le concept de Nénufar est de transformer une fosse de stockage de lisier ou de digestat, en digesteur à l'aide d'une couverture pneumatique (adaptée à la forme de la fosse).

L'innovation consiste à utiliser une bâche (système breveté), cerclée d'un boudin pneumatique lesté qui permet de plonger dans le lisier de 15 à 20 cm. La réaction se fait à une température psychrophile. Le brassage doit être déjà installé sur potence sur le côté de la fosse.

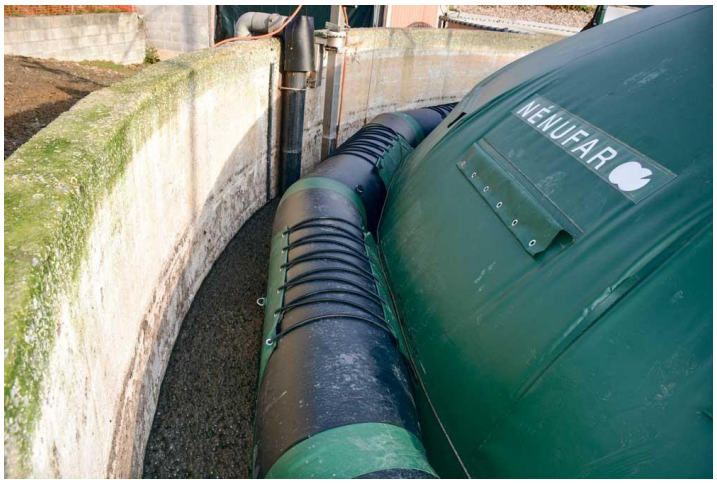


Figure 13 : Couverture– source : Nénufar

Figure 14: Système de brassage - source : Nénufar

Le lisier frais est mélangé avec le lisier déjà présent dans la fosse de stockage, permettant de conserver la fonction principale de stockage de la fosse. La technologie fonctionne au gré des cycles des épandages : la fosse est remplie de lisier et va produire du biogaz. Lors des périodes d'épandage, le lisier est pompé et la couverture suivra la baisse de volume présent dans la fosse (la couverture n'est jamais enlevée).

Le biogaz produit sous la bâche est acheminé à une chaudière ou un moteur de cogénération par un surpresseur. Le biogaz n'est jamais en contact avec le béton, ne nécessitant pas l'installation d'un liner.

L'installation comprend un gazomètre pour le stockage, un compresseur pour le boudin pneumatique, un compresseur pour traiter l'H_2S dans le ciel gazeux, une éventuelle pompe pour l'eau de pluie et une potence pour récupérer les différents tuyaux souples. Le biogaz est traité via filtre à charbon actif et dispose d'un système d'élimination des condensats.

La couverture Nénufar est adaptée pour 3 types de projet :

- **Pour produire de la chaleur :** le biogaz est capté, envoyé dans une chaudière biogaz à partir de 40 kWth en inox (installée dans un contenair livré sur site) pour chauffer les bâtiments d'élevage. La chaudière est équipée d'un bruleur mixte pouvant fonctionner à la fois au méthane et au propane. Système particulièrement adapté aux élevages porcins qui veulent une autonomie de gestion du lisier et de chauffage des bâtiments et avec des fosses de stockage supérieures à 1 000m^3.
- **Pour produire de l'électricité et de la chaleur** : le biogaz est capté puis envoyé vers un moteur cogénération de 36 kWé. L'électricité est revendue. La chaleur est valorisée en partie dans la maison d'habitation ou d'un atelier et une autre partie peut être renvoyée dans la fosse via un réseau de chaleur en inox. Ce réseau de chaleur n'a pas pour but d'augmenter la température de digestion mais de valoriser le surplus produit et non valorisé suivant la saisonnalité des besoins en chauffage.
- **Comme un post-digesteur** : la couverture viendra se poser sur la fosse de stockage de digestat et le biogaz récupéré sera renvoyé dans le digesteur. Cette option peut permettre une augmentation de puissance d'une unité déjà en place.

Exploitation et maintenance :

L'installation de la couverture dure environ une journée. Elle est d'abord gonflée à l'air, puis le biogaz remplace l'air en 3 à 4 semaines. Le délai entre la signature du contrat et l'installation est d'environ 6 mois.

En ce qui concerne l'entretien de la couverture, l'exploitant y consacre entre une demi-heure et deux heures par semaine comprenant l'analyse de la qualité du gaz dans la couverture et un contrôle visuel du bon état de la couverture.

Aspects financiers :

- **Pour un projet avec valorisation chaudière :** entre 100 000 et 150 000€ (avec brasseur) suivant la puissance demandée. La rentabilité se base sur le niveau de facture de chauffage des élevages (à partir de 8 à 10 000€ par an).
- **Pour des projets avec valorisation en cogénération** : l'investissement va dépendre du moteur et de l'installation d'un réseau de chaleur. Il est estimé entre 160 000€ et 230 000€. Plutôt à destination d'élevages laitiers (environ 130 vaches laitières – min 3 000 m^3 de lisier par an).
- **Pour des couvertures de fosse de stockage de digestat** : l'investissement est lié au surpresseur qui va transférer le gaz vers le digesteur et sera compris entre 50 000€ et 80 000€.

Exemple : Le GAEC de Pécane (56), a installé une bâche sur une fosse de stockage de 3 500 m^3 (pour 150 vaches laitières). L'investissement de 260 000 € (couverture de fosse, brasseurs, moteur de cogénération de 36 kW, le surpresseur, analyseur, système de traitement au charbon actif et réseau de chaleur pour un poulailler de 1 000 m2 et la maison d'habitation).

L'unité produit en moyenne 4 000kWh par semaine soit un chiffre d'affaire de 45 000€/an (contrat de revente de 0,22 €/kWh sur 20 ans). Estimation de 1 500 à 2 000 €/an d'économie de gar pour le chauffage du poulailler.

Figure 15 : Exemple d'installation en valorisation par cogénération Nénufar - source : Nénufar

Biolectric

Biolectric est un groupe belge crée en 2009 qui s'est installé en France en 2014 avec une filiale en région Pays de la Loire.

Site internet : https://www.biolectric.be/fr/

Tableau 8 : Caractéristiques de la technologie Bioélectric

BIOELECTRIC	
Technologie	Voie liquide
Intrants privilégiés	Lisiers uniquement
Température de digestion	Mésophile
Valorisation énergétique	Cogénération (22, 33, 44 kWé)
Investissement	A partir de 220 000€ pour un 22 kWé
Nombre de références	+ de 100 (*principalement dans le nord de la France et notamment en partenariat avec la coopérative agricole Uneal.)*

L'installation :

La solution proposée par Biolectric est pertinente pour l'agriculteur qui dispose d'une stabulation avec racleur, d'une fosse à lisier, d'un élevage en intérieur toute l'année et de lisier uniquement. La seule installation à prévoir est la préfosse tampon avant le digesteur.

Bioelectric a installé près d'une centaine d'unités de micro-méthanisation,

Biolectric propose de valoriser le biogaz via un moteur de cogénération, deux associations de moteurs permettent d'obtenir 3 options : 22 kWé, 33 kWé (11 kWé + 22 kWé), 44 kWé (2x22 kWé). Les unités de micro-méthanisation requièrent une place assez limitée : **200 m² au sol** pour un conteneur et un réacteur de 11 à 16 m de diamètre.

Figure 16 : Exemple d'unité Bioélectric

Le lisier est raclé vers une préfosse tampon de 3 à 4 m³ pour mélanger la matière avant d'entrer dans le digesteur. Le mélange est ensuite pompé vers le méthaniseur sans trémie d'incorporation. La digestion se fait en voie liquide infiniment mélangé avec un temps de séjour entre 20 et 25 jours. Le brassage de la matière est assuré par un agitateur. Le chauffage se fait via des serpentins contenus entre le liner interne du digesteur et l'inox.

La production de biogaz est continue, lorsque la matière est digérée, elle est pompée à partir du bas puis tombe dans la fosse à lisier. Le digestat suit le plan d'épandage classique.

Pour la construction, l'exploitant doit réaliser une dalle en béton pour installer le digesteur et le cogénérateur ainsi que les travaux de tranchées pour le passage des tuyaux. Biolectric s'occupe ensuite de l'assemblage du digesteur et du conteneur qui abrite le moteur de cogénération et les divers raccordements.

Exploitation et maintenance :

L'installation est automatisée et son temps de maintenance journalier est d'environ 20 minutes. Biolectric forme l'exploitant pour réaliser l'entretien des moteurs en autonomie toutes les 3 semaines. Ces moteurs ont une durée de vie de 2 ans et sont pris en compte dans l'investissement.

Aspects financiers :

Le temps de retour sur investissement est de 6 à 8 ans sans subventions régionales.

Tableau 9: Bioélectic - exemples d'investissement par puissance

Puissance	Exploitation	Investissement	Volume du digesteur	TRI
22 kWé	100 - 120 vaches	250 000 €	200 m³	10 ans
33 kWé	150 vaches	300 000 €	300 m³	8,5 ans
44 kWé	180 - 200 vaches	350 000 €	400 m³	7 ans

Valotech Energies

L'entreprise VALOTECH ENERGIES a racheté le constructeur Certitude énergie méthanisation (constructeur de méthanisation depuis 2013), y apportant alors une compétence de motoriste, exercée depuis 2012. L'entreprise est sitée en région Ile de France.

Site internet : https://valotech-energies.com/

VALOTECH ENERGIES	
Technologie	Voie liquide et voie sèche discontinue
Intrants privilégiés	Effluents, déchets silos
Température de digestion	Thermophile
Valorisation énergétique	Cogénération A partir de 14 kWé
Investissement	400 000€ (44 kWé) – 650 000 € (83 kWé)
Nombre de références	3

Tableau 10 : Caractéristiques de la technologie Valotech Energies

L'installation :

L'unité de valorisation de biogaz est hors sol, comprend également l'unité de pompage et de brassage ainsi que le moteur de cogénération.

Voie liquide

L'unité de méthanisation se compose d'un digesteur sous forme de fosse béton couverte. L'agitation, le broyage et le chauffage de la matière se font à l'extérieur du digesteur. Le chauffage est assuré par échangeur.

Le temps de séjour et de 30 – 35 jours, la réaction se passe en régime thermophile.

Actuellement, des unités fonctionnement avec un moteur cogénération de 36 kWé. L'entreprise travaille sur une gamme de solution avec des puissances de valorisation de 14kWé, 28 kWé, 44 kWé, 63 kWé et 83 kWé grâce à l'expertise de Valotech Energies en terme de moteur de cogénération.

Une solution peu coûteuse en cuve est également à l'étude.

Voie sèche discontinue

Une unité de méthanisation en voie solide avec une fosse hors solune recirculation du percolât issu des précédentes digestions est assurée dans le digesteur. Ce procécé nécessite un coût d'investissement supérieur à la voie liquide et présente une bonne rentabilité à partir de 100 kWé.

Figure 17 : Unité SARL le Vernet - source site Certitude Energie méthanisation

Evalor

L'entreprise Evalor est spécialiste du traitement du lisier depuis 1995 et constructeur d'unité de méthanisation en voie liquide depuis 2010. L'entreprise est située en Bretagne.

Site internet : https://www.evalor.fr/

Tableau 11 : Caractéristiques de la technologie Evalor

EVALOR	
Technologie	Voie liquide
Intrants privilégiés	Fumiers, lisiers, ensilage
Température de digestion	Mésophile
Valorisation énergétique	Cogénération à partir de 50 kWé
Investissement	800 000 – 1 millions d'€ pour 80 kWé
Nombre de références	2

L'installation :

Evalor construit principalement des unités de méthanisation plus de 100 kWé mais développe une gamme de 50 à 80 kWé, fonctionnant sur les mêmes technologies, avec un digesteur en béton mais de dimensions inférieures.

L'unité est équipée d'un système d'incorporation : fosse de pré-mélange avec base lisier puis incorporation des matières solides (ensilage, fumier) avec éventuellement prétraitement mécanique Le mélange se fait via des agitateurs classiques.

Aspects économiques :

Pour une unité d'une puissance de 80 kWé, l'investissement est compris entre 800 000€ et 1 millions € comprenant l'ensemble des équipements.

Le constructeur privilégie les installations à partir de 75kWé – 80 kWé pour assurer une rentabilité économique de l'installation.

Figure 18 : GAEC Ker Lan - Source site internet Evalor

Arcbiogaz

ArcBiogaz est une société familiale française autofinancée, située au Temple sur Lot (47). Bureau d'étude et constructeurs, Arcbiogaz se développe sur le marché de la méthanisation agricole orientée petite puissance voire micro-méthanisation.

https://www.arcbiogaz.fr/

Tableau 12 : Caractéristiques de la technologie Arcbiogaz

ARCBIOGAZ	
Technologie	Voie liquide
Intrants privilégiés	Fumiers, lisiers avec CIVEs
Température de digestion	Mésophile
Valorisation énergétique	Cogénération à partir de 22 kWé Chaudière à partir de 2 kWth
Investissement	480 000€ pour 75 kWé
Nombre de références	2

L'installation :

L'installation comprend entre 1 à 4 digesteurs en PVC d'environ 20x20m. L'agitation se fait via un mélangeur à hélices avec système de soufflet.

Une trémie incorpore les intrants solides et liquides avec une possibilité de broyeur.

Une recirculation du digestat dans une pré-cuve qui permet de limiter les problèmes liés aux indésirables. Le système ne propose pas de post-digesteur. Possibilité de séparateur de phase.

Exploitation et maintenance :

Le temps de maintenance est estimé en moyenne à 2h par jour (hors gestion du digestat).

Figure 19 : Unité de micro-méthanisation ArcBiogaz - source : Arcbiogaz

Enerpro

Enerpro est une SARL française créée en 2015 par 4 associés et est située à Rennes.

Site internet : https://enerpro-biogaz.fr

Tableau 13 : Caractéristiques de la technologie Enerpro

ENERPRO	
Technologie	Voie liquide et sèche discontinue
Intrants privilégiés	Lactosérum, effluents d'élevage, ensilage d'herbe, CIVE, , eaux usées.
Température de digestion	Mésophile
Valorisation énergétique	Cogénération de 30 ou 60 kW (entre 250k€ et 400k€) Chaudière thermique à partir de 40 kW (40k€) Chauffe – eau de 7 kW (5 à 10k€)
Investissement	25 000 à 400 000€ selon modèle
Nombre de références	4

L'installation :

Enerpro a installé une dizaine de digesteurs à ce jour : 4 compacts, 4 silos tours dont 3 petits et 2 casiers, dont 4 en micro-méthanisation avec intrants agricoles.

Pour les plus petits digesteurs en voie solide et discontinue, il est possible de procéder à une réaction psychrophile pour limiter la part d'énergie réinjectée dans le chauffage. Dans ce cas, le biogaz est valorisé dans une chaudière ou pour du gaz de cuisson. On peut aussi rajouter un ballon PVC pour le stockage de biogaz.

Voie liquide

Technologie « Compact » :

Modèle préfabriqué en béton, enterré, disponible dans un volume de 10 ou 20 m^3. **Son prix oscille entre 13 et 15 000 euros.** Ce prix inclut le terrassement et les tuyaux.

La matière s'écoule par gravité depuis l'exploitation et vient remplir le digesteur. Une pompe dilacératrice externe de faible puissance se charge de l'agitation et de l'homogénéisation dans le digesteur. La matière digérée ressort par surverse.

Ce modèle n'a pas de ciel gazeux. L'étanchéité et l'isolation du digesteur est parfaitement assurée grâce à la conception en béton de classe XA3.

Figure 20: Modèle "Compact"

Technologie « Silo-tour »

Injection par pompage depuis une préfosse, volume de 50 à 100 m^3, 10 minutes de supervision par jour pour le réglage des paramètres. **Son prix oscille entre 50 et 100 000 €.**

Les opérations d'agitation, d'homogénéisation et chauffage sont assurées au moyen d'une pompe dilacératrice externe de puissance raisonnable.

Le chauffage est assuré par un échangeur externe. Le process est entièrement automatisé.

Ce modèle a un avantage en termes de maintenance puisqu'il n'y a aucune pièce mécanique en mouvement à l'intérieur du digesteur.

Figure 21: Modèle "Silo tour"

Voie solide discontinue

Technologie « Casier » :

Le chargement se fait par le dessus, préfabriqué en béton, semi-enterré, volume de 10 ou 20 m^3. Son prix oscille entre 15 et 20 000 € : 12 000 € de casier, 3 000 € de tuyauterie et de pompes, 5 000 € de couvercle composite. Pour assurer une continuité dans la production de biogaz, les casiers sont généralement vendus par deux.

L'alimentation du digesteur se fait par le haut du casier (cf image ci-contre)

En fonction des moyens de manutention utilisés, le chargement et le déchargement durent entre 1h et 2h, au maximum 1 fois par mois par digesteur.

Le digestat est ensuite stocké pour être égoutté puis il sera épandu selon le plan d'épandage de l'agriculteur.

Le process est très peu énergivore et ne requiert pas plus de 10 minutes par jour de surveillance et d'action sur les vannes manuelles.

Deux options pour fermer le casier (voir photos ci- contre) : Bâche EPDM ou Couvercle isolé en fibre composite

Figure 22: Photo de manutention de fumier dans un casier

Option « Bâche » *Option « Couvercle »*

Technologie « Silo-pente » :

Chargement par une pente avec le tracteur, ouvrage réalisé sur place en béton, volume selon le besoin à partir de 150 m^3.

Pour avoir un ordre de grandeur, 4 digesteurs de 150 m^3 permettent de produire 30 kWé.

L'investissement correspondant est de 400 000 €.

Ce système permet la manutention du fumier au godet avec un tracteur, en entrant directement dans les silos. En fonction du volume à charger, le chargement et le déchargement durent entre 3h et 6h. Pour enlever la bâche du digesteur, on compte 20 minutes pour un silo de 150 m 3.

La recirculation des jus étant pilotée manuellement, le process est très peu énergivore mais requiert un minimum de 15 minutes par jour de surveillance et d'action sur les vannes manuelles.

L'étanchéité est classiquement assurée par une chambre à air sous pression, coinçant une bâche EPDM dans un profilé disposé en périphérie de la cuve.

Il n'y a pas de séparation de phase ni de traitement particulier.

Figure 23: Déchargement d'un silo pente

Agrikomp

Société allemande, Agrikomp est implantée en France depuis 2006 et est basée à La Chaussée Saint Victor (41) pour la filiale française.

Site internet : https://www.agrikomp.com/fr/

Tableau 14 : Caractéristiques de la technologie Agrikomp

AGRIKOMP	
Technologie	Voie liquide
Intrants privilégiés	Fumier, lisier, déchets de céréales, ensilage
Température de digestion	Mésophile
Valorisation énergétique	Cogénération A partir de 50 kWé mais seuil de rentabilité à 80kWé
Investissement	environ 600 000 euros suivant les projets soit 9000€ le kWé (sans stockage)
Nombre de références	10

L'installation :

L'entreprise développe le procédé Agriselect pour des unités en cogénération entre 50 et 195 kWé.

Cette solution est particulièrement adaptée pour les exploitations avec du fumier et à partir de 70 UGB et se fait en voie liquide.

L'introduction se fait via un incorporateur de 3 m^3, 10 m^3 ou 20 m^3. Une préfosse accueille les effluents qui sont acheminé via une pompe dans le digesteur. Une récupération de la chaleur permet le chauffage du digesteur.

Emprise :

- Ø13 m / hauteur 5,9 m / contenu 783 m^3
- Ø16 m / hauteur 5,9 m / contenu 1 186 m^3

L'agitation se fait par un mixeur ou un paddle immergé.

Gestion du digestat **:** possibilité de mettre un séparateur de phase.

Exploitation et maintenance :

Le temps de maintenance est estimé entre 30min-1h pour le chargement et 30min-1h pour le contrôle des équipements.

Aspect financiers :

Le constructeur privilégie des installations à partir de 80 kWé afin d'assurer une meilleure rentabilité. L'investissement moyen est d'environ 600 000 euros suivant les projets soit 9 000€ le kWé (sans stockage).

Pour les installations de stockage des intrants et du digestat, l'investissement est estimé à 150 000 euros.

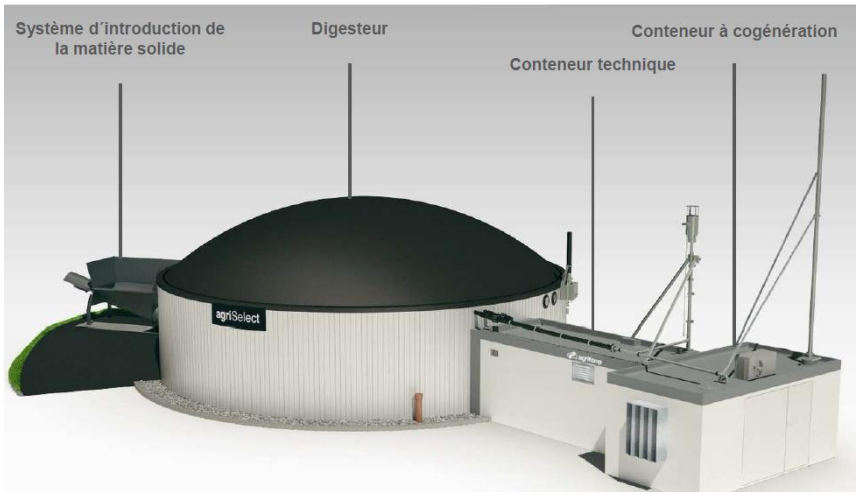


Figure 24 : Exemple unité Agri Select - Agrikomp

II.2 – Valorisation des biodéchets ménagers, industriels ou de GMS

Des constructeurs se sont positionnés sur le segment de la valorisation des biodéchets via la méthanisation. Cette technologie permet en effet d'assurer une solution locale de traitement des biodéchets conformes à la règlementation.

Bien que certains constructeurs détaillés ici permettent également la valorisation d'effluents d'élevage, leur technologie étant positionnée principalement sur le traitement des biodéchets, nous les présenterons dans cette section.

Tableau 15 : Tableau 14 : Comparaison des offres de technologies de valorisation des biodéchets, de résidus de d'industrie agro-alimentaire, de biodéchets GMS ou d'effluents agricoles

Constructeurs de micro-méthanisation de biodéchets ou résidus de l'industrie agro-alimentaire						
	Technologie	**Intrants privilégiés**	**Température de digestion**	**Valorisation énergétique**	**Investissement**	**Nombre de références**
Bee&Co	Voie liquide	Biodéchets ménagers ou de GMS	Mésophile	Cogénération 2 à 40 kWé	150 000 à 700 000€	2
Tryon	Voie liquide	Biodéchets, restes alimentaires, boues de STEP	Mésophile	Chaudière à partir de 250t/an Cogénération à partir de 1000t/an	NC	2
Micro-biogaz	Voie liquide	Biodéchets d'industriels	Mésophile	Chaudière 30 kWth	195 000€	NC
SEaB energy	Voie liquide	Biodéchets, restes alimentaires	Mésophile	Cogénération De 10 kWé à 50 kWé	180 000€ à 450 000€	1
Homebio gas	Voie liquide	Biodéchets domestiques, effluents d'élevages	NC	Gaz de cuisson	720$	NC
Puxin	Voie liquide	Biodéchets, restes alimentaires, effluents d'élevage	Mésophile	Cogénération - gaz de cuisson	10 000€ à 46 000€	NC

Bee&Co

Bee&Co est une société française située à Bordeaux. Elle développe depuis 2013 une solution conteneurisée de gestion autonome des biodéchets : la BioBeeBox®.

Site internet : https://www.biobeebox.fr/

Tableau 16 : Caractéristiques de la technologie BioBeeBox

BEE&CO	
Technologie	Voie liquide
Intrants privilégiés	Biodéchets de collectivités, d'industries agro-alimentaires, de GMS
Température de digestion	Mésophile
Valorisation énergétique	Cogénération 2 à 40 kWé
Investissement	150 000 – 700 000€
Nombre de références	2

L'installation :

La solution développée a pour objectif de traiter les biodéchets issus des collectivités, grande et moyenne surface, de la restauration collective, des marchés alimentaires ou encore de l'industrie agroalimentaire. La technologie peut également valoriser des intrants agricoles.

Les digesteurs sont fabriqués à Bordeaux dans une société d'aménagement de containers maritimes, cette fabrication sur mesure prend 3 à 4 mois.

Un premier conteneur contient la partie de prétraitement des biodéchets : chargement, hachage, mélange des biodéchets et production du compost. Le deuxième conteneur gère la partie méthanisation : pasteurisation des biodéchets, digesteur et cogénération.

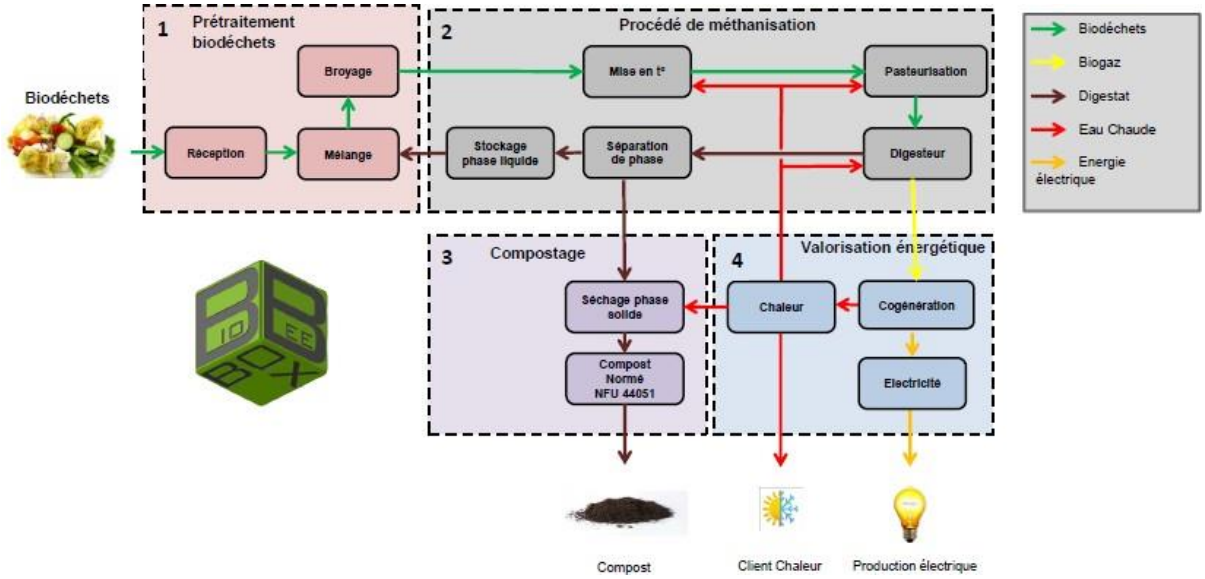


Figure 25 : Schéma récapitulatif des étapes dans la BioBeeBox – Bee&CO

L'unité est équipée d'une hygiénisation pour traiter les produits carnés et respecter une granulométrie de 12 mm avec une pasteurisation à 70°C. Cette montée en température implique une consommation de 50% de

la chaleur produite. Cela permet toutefois de préchauffer le digesteur et d'atteindre un bon taux de dégradation.

La séparation de phase du digestat a lieu dans l'unité de méthanisation avec une zone de compostage par aération forcée. L'eau extraite de cette étape est recirculée avec la matière entrante et le surplus est filtré pour servir d'eau de lavage aux contenants qui acheminent les biodéchets ou être réutilisée autrement. La production de compost est de 5 à 15 tonnes par an selon la taille de l'unité.

L'unité BioBeeBox intègre également la gestion des odeurs avec une aspiration forcée de l'air extérieur à trois niveaux : à la sortie de chaque cuve, à la cheminée de sortie, dans l'ambiance des containers.

Une partie de la chaleur fatale est récupérée pour chauffer le digesteur. Une autre partie pour chauffer le compostage (28 jours) et le séchage utilise également la chaleur.

Exploitation et maintenance :

L'unité fonctionne en continu et est automatisé avec un contrôle à distance.

Aspects économiques

Les coûts d'investissement varient en fonction du nombre de digesteur qui seront installées. Pour une installation pouvant valoriser jusqu'à 500 t/an de biodéchets, l'investissement est estimé à 560 000€ avec 37 000€ de charges de maintenance comprenant la main d'œuvre, les consommables et les interventions en cas de panne.

Le temps de main d'œuvre pour l'exploitation de la box représente 1/3 à ½ équivalent temps plein.

Gamme BioBeeBox	Minimum	Maximum
Investissement	150 000 €	700 000 €
Nombre de containers	2	12
Biodéchets entrants	100 tonnes par an	1000 tonnes par an
Puissance électrique	2 kW électrique	40 kW électrique
Puissance thermique	5 kW thermique	80 kW thermique
Compost normé	5 tonnes par an	15 tonnes par an

Tableau 17 : Gamme BioBeeBox

Figure 26 : unité Biobeebox au MIN de Bordeaux

Tryon Environnement

Tryon est une start-up créée en 2015 par deux associés et basée à Paris.

L'entreprise se positionne à la fois en tant que développeur de projet et exploitant en passant par l'assemblage et l'installation de l'unité.

Site internet : https://www.tryon-environnement.com/

Tableau 18 : Caractéristiques de la technologie Tryon

TRYON	
Technologie	Voie liquide
Intrants privilégiés	Biodéchets, restes alimentaires, déchets de l'industrie agroalimentaire, boues de STEP
Température de digestion	Mésophile
Valorisation énergétique	Cogénération à partir de 1000t/an Injection à partir de 3 000 – 4 000t/an
Investissement	1 à 4,5 millions d'€ selon configuration locale
Nombre de références	2

L'installation :

Tryon a développé une offre de micro-méthanisation en silo : Modul'O. Cette solution doit permettre de créer des unités décentralisées de gestion des biodéchets, localisée à proximité des lieux de production et des besoins en énergie en zone péri-urbaine.

L'unité s'adresse à tout type de producteur de biodéchets (collectivités, GMS, industries, etc.) mais en raison des contraintes règlementaires et de qualité du gisement, les projets situés sur des zones commerciales, industrielles ou agricoles sont privilégiés, permettant également de limiter les transports de ressources. Le système est particulièrement adapté pour des gestionnaires de déchets ou gros producteurs, en associant des co-produits.

Le module est ajustable et évolutif : le système permet de s'adapter à la quantité de déchets traités ainsi qu'une montée en charge progressive des capacités de traitement (de 1 000 à 9 000 t/an de biodéchets). Un container seul traite 250 tonnes de déchets par an. Les équipements sont également modulables s'adapter à différentes configurations logistiques, énergétiques et agronomiques, mais aussi aux types de matières.

Les biodéchets sont déconditionnés, broyés et hygiénisés avant d'entrer dans le digesteur. Les odeurs sont limitées par des faibles stocks de déchets et une trémie couverte. Une traçabilité est permise grâce à une pesée des bacs arrivant sur l'unité.

Le digestat peut faire l'objet d'un post-traitement pour limiter le volume à épandre (extraction de 50% d'eau permettant de réduire le stockage nécessaire à 2 000m2 maximum) et concentrer les valeurs agronomiques. Un équipement de transformation en compost peut être adjoint au Modul'O ou réalisé sur le site avec possibilité d'un module supplémentaire pour gérer l'adjonction de déchets verts (réception, tri, broyage).

Le biogaz peut être valorisé par cogénération en chaleur et en électricité ou après épuration et injection en biométhane (à partir de 3 000 – 4 000 t/an). Le choix de la valorisation va être déterminé par le volume d'intrants, la proximité avec les différents réseaux de distribution et les besoins locaux en énergie (possibilité de valorisation de la chaleur à proximité indispensable pour une cogénération). La part de chaleur récupérée pour chauffer l'unité représente entre 10 et 30 % de la production.

Une unité est en construction dans les Yvelines pour valoriser les biodéchets d'établissements scolaires et de collecteurs de biodéchets avec une montée en charge progressive de de 4 000 t/an à 8 000 t/an de biodéchets.

Exploitation et maintenance :

L'unité légère est préfabriquée, rapide à déployer (1 an). Elle nécessite peu de travaux d'infrastructure : une surface d'environ 2 500m2 (pour plus de 1 000t de biodéchets par an) clôturées avec réception, hygiénisation, digestion, valorisation gaz, post-traitement.

L'utilisation du digesteur est automatisée et dispose d'un suivi de production de biogaz par Tryon.

Aspects économiques

Les coûts de fonctionnement des unités développées par Tryon sont estimés entre 150 et 1 200 k€/an avec un retour sur investissement de 7 à 11 ans.

Le modèle économique de l'unité est fondé sur les revenus liés à la revente de l'énergie ainsi que sur les revenus de traitements des déchets.

Figure 27 : Modélisation d'une unité de micro-méthanisation Tryon - Tryon

Micro-Biogaz

La société Micro-Biogaz développe depuis 2016 une offre de micro-méthanisation adaptée à la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, où elle est située.

Site internet : http://micro-biogaz.com/

MICRO-BIOGAZ	
Technologie	Voie liquide
Intrants privilégiés	Biodéchets d'industriels
Température de digestion	Mésophile
Valorisation énergétique	Chaudière de 30 kWth
Investissement	195 000 €
Nombre de références	Aucune à ce jour

Tableau 19 : Caractéristiques de la technologie Micro-Biogaz

L'installation :

La société Micro-Biogaz développe une solution de méthanisation épuratoire permettant de traiter les biodéchets sur site et ainsi éviter les transports (réduction jusqu'à 15 fois le volume des biodéchets en digestat solide).

Elle s'adresse plus spécifiquement au traitement des déchets des IAA, qui seront liquéfiés et prétraités avant envoi vers le réseau d'assainissement de la phase liquide du digestat.

L'unité permet de traiter entre 500 kg et 1 t/j (avec un seuil maximal d'environ 2 à 3 t/j) de biodéchets.

L'agitation se fait par une recirculation liquide et aucun matériel n'est immergé, permettant d'avoir une maintenance réduite et gérée par l'industriel.

Le biogaz est valorisé par une chaudière 30 kWth. La chaleur est autoconsommée par l'unité de méthanisation avec une valorisation possible de l'excédent sur un réseau de chaleur ou dissipé par des aérothermes.

L'emprise est de 80 m² au sol.

L'entreprise propose une offre clé en main avec un accompagnement du porteur de projet sur les démarches administratives, la construction et l'exploitation de l'unité.

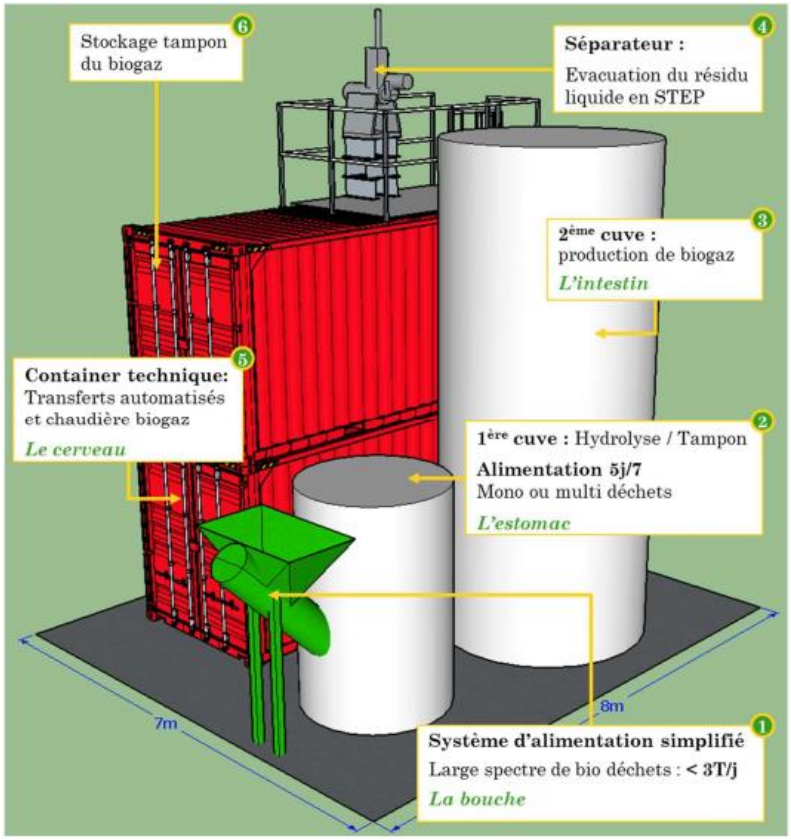


Figure 28 : Détails de l'unité de méthanisation Micro-Biogaz – Micro-Biogaz

SEaB energy

L'entreprise SEaB Energy développe depuis 2009 des unités de micro-méthanisation en Europe et aux Etats-Unis. Son siège social est basé au Royaume-Uni mais l'entreprise projette de créer une filiale de France.

Site internet : https://seabenergy.com/

Tableau 20 : Caractéristiques de la technologie SEaB energy

SEaB energy	
Technologie	Voie liquide
Intrants privilégiés	Biodéchets, restes alimentaires
Température de digestion	Mésophile
Valorisation énergétique	Cogénération De 10 kWé à 50 kWé
Investissement	De 180 000€ à 450 000€
Nombre de références en France	1

L'installation :

SEaB energy a développé deux systèmes de micro-méthanisation en conteneurs de 6 mètres de long pour limiter le transport des déchets : Muckbuster pour les effluents agricoles et Flexibuster pour les biodéchets. Ces dernières unités sont principalement destinées à être implantés dans les villes ou sur les sites des supermarchés. Plusieurs unités sont déjà installées dans le centre de Londres, New York ou près de supermarchés au Portugal.

En France, l'entreprise développe le modèle Flexibuster, destiné à traiter entre 500kg et 2,5t par jour de biodéchets et particulièrement adapté à des collecteurs de biodéchets ou des supermarchés.

L'installation du FlexiBuster nécessite au minimum 18m^2 (3x20feet). L'unité intègre un équipement d'incorporation avec broyeur, un prétraitement avec une hygiénisation, le digesteur, un équipement de pasteurisation du digestat et de séparation de phase afin de disposer d'un digestat liquide et d'un digestat solide, qui peut être utilisé comme compost.

La maintenance est automatisée dans le système modulaire. Un logiciel gère le système avec un contrat de maintenance et la société dispose d'un partenariat avec une compagnie locale pour les interventions physiques.

La rentabilité économique de l'unité est basée sur la revente de l'électricité et la réduction des coûts de collecte des porteurs de projet (estimation de plus de 20% de réduction).

Présentation d'une installation type Flexibuster :

1. Prétraitement : les biodéchets sont chargés et broyés.
2. Gestion du digestat : stockage et pasteurisation.
3. Digesteur.
4. Gazomètre : stockage du biogaz.
5. Local du moteur de cogénération.

Figure 29 : Système Flexibuster - SEaB Energy

Filtre, 1er container et 1er Flexibuster

Les 5 Flexibusters et l'unité de stockage de biogaz

Figure 30: Unité SEPUR - Ile-de-France - 50 kWé

Puxin

Créée en 2002, Puxin est une entreprise basée en Chine, à Schenzen. Elle commercialise à l'international des modules d'unités de micro-méthanisation clé en main.

Une unité est en cours d'installation en Occitanie[52].

Site internet : http://en.puxintech.com/

[52] Pour plus de renseignement, contacter l'ADEAR Occitanie

Tableau 21 : Caractéristiques de la technologie Puxin

PUXIN	
Technologie	Voie liquide
Intrants privilégiés	Restes alimentaires, effluents et résidus agricoles, déchets des industries agro-alimentaires, eaux usées
Température de digestion	Mésophile
Valorisation énergétique	Cogénération - Gaz de cuisson
Investissement	10 000€ à 46 000€
Nombre de références	NC

Les installations :

L'entreprise propose plusieurs gammes : pour un usage domestique (3,4 m^3, 10m^3 et 15m^3), pour un usage industriel et une gamme pour la valorisation des eaux usées. Ne seront présentées ici que les unités dites « industrielles ».

L'entreprise propose également des équipements de valorisation de biogaz comme des gazinières ou des générateurs de 1,5 kW, 3kW et 5kW.

Concernant le procédé industriel, trois offres sont disponibles :

1. Système de traitement anaérobique automatisé

Principalement à destination des restaurants ou des unités de recherche. Elle est composée d'une pompe d'incorporation, de deux réacteurs en acier inoxydable, d'un épurateur, d'un sac de stockage pouvant être reliée à une gazinière.

Le coût d'investissement est compris entre 13 000 et 28 000€

	Biodéchets	Effluents bovins	Effluents porcins	Effluents de volaille
Quantité max entrante en kg/j	75	186	134	80
Production de biogaz (m^3/j)	6	6	6	6

Tableau 22 : Puxin - Quantité d'intrants valorisés et volume de biogaz produit

Figure 31 : Puxin - Système de traitement anaérobique automatisé

2. Système de traitement anaérobique conteneurisé

L'unité est dimensionnée de manière à traiter une large gamme de biodéchets et des effluents d'élevage.

Les différents équipements de l'unité sont disposés dans des conteneurs. Chaque digesteur fait 15m^3, peut traiter jusqu'à 450kg de biodéchets et produire environ 35m^3 de biogaz par jour. La température de digestion peut être réglée à 35 ou 55°C. Le biogaz peut être valorisé via une gazinière ou un moteur de cogénération.

Le coût d'investissement est compris entre 23 000 et 46 000€.

Figure 32 : Puxin - Système de traitement anaérobique conteneurisé

3. Système de digesteur anaérobique transportable

Ce modèle dispose de deux tailles (moyenne et grande) de digesteurs livrés dans des caissons afin d'être montés par le porteur de projet (temps de montage estimé à 2 jours).

Chaque digesteur fait 260m^3 et peut produire jusqu'à 200m^3/jour de biogaz.

Le coût d'investissement est compris entre 10 000€ et 20 000€ pour minimum un digesteur.

Le tableau ci-dessous présente les données constructeurs sur les volumes d'intrants traités :

Figure 33 : Puxin - Système de digesteur anaérobique transportable

Installation de digesteur anaérobie à biogaz

Digesteur modèle	**15m3 (A)**	**15m3 (B)**	**66m3**	**260m3**
Dimensions (cm)	300D/250 H	300D/250 H	600D/300 H	788D/550 H
Volume de digesteur (m3)	8.8	12.7	50	200
Volume de stockage de gaz (m3)	4.9	2.5	10	39.8
Espace de la maison verte (m3)	15	15	66	260
Poids (à vide)	300 kg	300 kg	500 kg	1100 kg
Matière première	**Max (Kg/d)**	**Max (Kg/d)**	**Max (Kg/d)**	**Max (Kg/d)**
Déchets alimentaires	125	180	702	2808
Fumier de porc	225	324	1263	5052
Fumier de vache	300	432	1684.8	6739.2
Fumier de poulet	130	187	729.3	2917.2
Fumier humain	160	230	898.6	3594.4
Légumes	325	468	1825.2	7300.8
Les produits de taille spéciale peuvent être conçus et fabriqués par grande commande				

Homebiogas

Homebiogas est une société située en Israël créée en 2012.

Site internet : https://www.homebiogas.com/

HOMEBIOGAS	
Technologie	Voie liquide
Intrants privilégiés	Biodéchets domestiques, effluents d'élevages
Température de digestion	Psychrophile
Valorisation énergétique	Gaz de cuisson
Investissement	720 dollars
Nombre de références	NC en France (90 au Royaume-Uni)

Tableau 23 : Caractéristiques de la technologie Homebiogas

L'installation :

L'entreprise commercialise un digesteur domestique ou pour traiter des petites quantités d'effluents d'élevage qui permet de fournir deux heures de gaz de cuisson par jour.

Les intrants sont incorporés dans le digesteur par une trappe. Le digesteur d'une contenance de 1200 litres peut traiter jusqu'à 6 litres de biodéchets par jour ou 20 litres de déchets verts ou 15 l de fumier animal (auquel sera rajouté 30 litres d'eau). Le biogaz est alors stocké dans un réservoir de 700 litres. Il est possible d'ajouter des accessoires comme le BioToilet qui forme un système complet de méthanisation. L'unité est

performante avec une température extérieure moyenne supérieure à 20°C.

Son utilisation est très développée en Grande Bretagne dans les éco-quartiers avec plus de 90 références.

L'entreprise est en cours de développement d'une technologie (Homebiogas TG6) pouvant permettre aux entreprises du secteur alimentaire de disposer d'un système de production de biogaz pouvant valoriser jusqu'à 250kg de déchets organiques par jours avec une période d'amortissement inférieure à 36 mois. Cette technologie sera testée sur 2 pilotes en Europe.

Figure 34 : Digesteur Homebiogas

II.3 – Des unités en auto-conception

Les opportunités qu'offre la micro-méthanisation en termes d'adaptation aux spécificités des intrants et de modularités ont amené au développement d'initiatives d'auto-conception et/ou d'auto-construction, particulièrement observées pour le traitement des effluents agricoles ou de laiterie.

Ces démarches peuvent être motivées par plusieurs facteurs. Les offres existantes, notamment sur de la voie sèche discontinue ou le traitement des effluents de l'industrie laitière, sont encore peu développées ou manquent de retours d'expérience sur la fiabilité des procédés et des équipements. Ces solutions étant souvent « clés en main » ne sont pas forcément adaptables et modulables aux exploitations. C'est pourquoi certains exploitants s'orientent vers cette démarche afin de dimensionner une unité répondant au mieux aux spécificités techniques tels que le volume et la qualité des intrants ou encore les contraintes au niveau de l'implantation (surface disponible, agencement des bâtiments, etc). L'auto-construction est également perçue comme permettant de réduire les coûts d'investissement.

Ces porteurs de projet vont alors auto-concevoir leur unité, c'est-à-dire travailler sur le développement de plans d'une unité de méthanisation, en recherchant ou non l'appui de compétences externes.

Certains assureront également l'auto-construction de l'unité ou délègueront tout ou partie.

Quelques exemples de projet d'auto-conception et/ou auto-construction

- Un collectif de paysan.nes travaille en partenariat avec l'ARDEAR Occitanie au développement d'un modèle de micro-méthaniseur en voie sèche discontinue à l'échelle individuelle. Ce projet vise à réaliser des plans de construction qui seront ensuite libre de droit. Ces plans seront dimmensionnés de manière à gérer les effluents d'un élevage à taille humaine et à être mise en oeuvre par des artisans locaux., pouvant alors adapter les cuves à l'exploitation. Deux projets pilotes seront implantés dans des fermes, notamment celle de l'EARL Lebbe. Les premières constructions devraient débuter courant 2021.
- Constatant un manque d'offre adaptée à la méthanisation d'intrant de type lactosérum, **la Laiterie du Col Bayard** (05) a auto-conçu et auto-construit une micro-unité de méthanisation. S'appuyant notamment sur les retours de l'Abbaye de Tamier et d'Enerpro, l'unité permet de traiter environ 6 000l de lactosérum par semaine. Elle valorise le biogaz produit en eau chaude, utilisée pour le lavage des bâtiments et le chauffage des salles**.**

- **L'EARL Lebbe** (65) : sur l'exploitation produisant des fromages, de la bière artisanale et les céréales nécéssaires à ces deux activités, l'exploitant Pierre Lebbe a auto-construit une unité de micro-méthanisation. Suite à de nombreuses recherches sur la méthanisation, notamment grâce à l'association des agriculteurs allemands producteurs de biogaz (Fachverband Biogas) par le biais de l'association EDEN (Energies Développement Environnement)[53], l'exploitant a démarré le projet en 2000. L'unité fonctionne en voie sèche discontinue dans des digesteurs fumières équipés d'une couverture étanches plastiques. Elle a été réalisée

[53] Source : BioProFarm, EDEN, *L'installation de méthanisation de Mr et Mme LEBBE*, Fiche technique n°7, 4pages.

pour permettre la valorisation des fumiers (environ 400t/an) et des effluents issus de la traite (environ 100m^3/an d'eaux vertes et blanches). Le biogaz est valorisé en cogénération avec une revente de l'électricité et l'usage de la chaleur pour les habitations. Pierre Lebbe a également développé l'utilisation du biogaz en BioGNV après compression. L'installation se veut simple à construire et à piloter. Un système d'épuration a été auto-conçu (système breveté[54]), permettant de séparer le méthane du CO2 en vue de valoriser également ce dernier dans diverses applications (agro-alimentaires, traitement de l'eau, etc).

La Ferme du Tournesol (38) : la ferme en agriculture biologique a été pensée pour viser l'autonomie énergétique et alimentaire. Son exploitant, Jean-Philippe Valla, a auto-construit un méthaniseur, installé dans une fosse (deux cuves de 30m3 – coût d'environ 5 000€)), fonctionnant en voie sèche pour la valorisation de résidus végétaux, avec un système de recirculation du digestat liquide. Le biogaz produit permettait de chauffer des habitations, d'alimenter un four à pain et une gazinière.
L'exploitant a également auto-conçu à la fois le système d'épuration pour traiter le dihydrogène sulfuré par une colonne pvc remplie de copeaux de métal rouillé mais également un système d'épuration à l'eau pour capter le CO2 (coût denviron 1 600€ en auto-construction). Une serre a été installée au dessus des digesteurs et maintenir une température de digestion optimale sur le principe du "réacteur Jean Pain[55]". Suite à un incendie en 2017, la ferme est en reconstruction et le méthaniseur en arrêt.
Jean-Philippe Valla a écrit un manuel "Le biogaz : manuel pratique" pour faire part de son retour d'expérience sur tout le process d'auto-construction de son unité et de test avec des illustrations. Ce guide offre des pistes de réflexion sur un domaine encore peu fourni. L'exploitant présente différentes installations de biogaz auto-construites, du simple tas de fumier bâché jusqu'aux cuves en béton de plus de 1000 m3 et détaille la petite unité de méthanisation qu'il a conçu sur sa ferme près de Grenoble.

Le GAEC Oudet (08) a auto-conçu et auto-construit en 2005 une unité de méthanisation fonctionnant avec un moteur de cogénération de 36 kWé. Cependant, l'unité avait été conçue pour pouvoir monter en puissance à 150 kWé quelques années plus tard, pour une puissance installée à ce jour de 200 kWé. Chaque montée en puissance a également été auto-construite.
En raison d'un raccordement complexe au réseau et des tarifs non adaptés, l'unité a d'abord été exploité avec une puissance de 36 kWé. Les porteurs de projet ont réalisé de nombreuses visites d'unités de méthanisation, pris des renseignements puis ont réalisé les plans de leur installation. Ces derniers ont été validés par un ingénieur avant le démarrage de l'auto-construction (avec certaines parties sous-traités à des entreprises, comme la construction des fosses). La montée progressive en puissance a notamment permis une meilleure acceptabilité du projet auprès des organismes financiers de part le montant réduit de la première demande (250 000€) et l'appui des autres demandes sur les performances constatées et chiffrées du micro-méthaniseurs.

Les retours d'expérience sur l'auto-conception et/ou l'auto-construction mettent en avant notamment l'intérêt de mieux connaître le matériel et le fonctionnement de l'installation et ainsi d'avoir une meilleure vision pour intervenir lors de défaillance. De manière générale, l'auto-construction a permis de réduire le montant de l'investissement (**de 3 000 €/kWé à 6 700 €/kWé pour les unités en cogénération**). Il est cependant à noter que la construction peut être chronophage et peut donc entraîner des coûts cachés. Le temps de travail pour l'unité de micro-méthanisation du GAEC Oudet a été estimé à 3000 heures de travail dont 1000heures en démarches administratives. Il pourra également être difficile de mettre en place toutes les mesures pour assurer le respect de toutes les règlementations. **Un monitoring de ce type d'unité permettrait de mesurer la probabilité plus importante ou non de fuite de méthane**.

II.4 – Autres constructeurs

[54] Via l'entreprise Gaz de Ferme, co-fondée par l'exploitant pour rendre accessible la technologie

[55] Récupération de la chaleur produite par la fermentation d'un compost pour le déporter sur un autre point

La liste des constructeurs présentés précédemment n'est pas exhaustive et ne cherche en aucun cas à faire la promotion de constructeurs au l'instar d'autres. Le choix et le nombre de constructeurs dont l'offre a été détaillée se basent sur les prises de contact ayant pu être réalisées dans le temps imparti de l'étude, afin d'offrir des informations plus approfondies. De plus en plus de constructeurs développent des solutions permettant l'installation d'unité de micro-méthanisation. Vous trouverez ci-dessous d'autres constructeurs identifiés comme offreurs de solutions de micro-méthanisation :

	Localisation	Technologie	Intrants privilégiés	Valorisation énergétique	Site internet
Sud-Ouest Biogaz	**France - Occitanie**	Voie liquide et sèche discontinue	Agricole	Cogénération à partir de 30 kWé	http://www.so-biogaz.fr/
Host	**Pays Bas**	Voie liquide infiniment mélangé	Lisier, restes d'aliments et menue paille	Cogénération	https://www.host.nl/fr/methanisation/
Méthania - Jallagaz	**Tunisie**	Voie sèche discontinue	Agricole	Cogénération De 6 à 40 kWé	http://www.methania.com/fr/le-procede-jallagaz/
Arkolia	**France - Occitanie**	Voie liquide et sèche continue	Biodéchets, effluents d'élevages, IAA	Cogénération	https://www.arkolia-energies.com/nos-filieres/methanisation
Cogéo	**Belgique**	Voie liquide	uniquement les effluents (lisier, fumier) et les co-produits.	Cogénération <60kw2	http://www.cogeo.be/
Ovalie Innovation	**France**	Voie liquide	Effluents d'elevage et CIVE	NC	https://ovalie-innovation.com/nos-realisations/

Le projet Biogas3 a également détaillé les offres en micro-méthanisation de différents constructeurs :

Biogas3, Handbook of small-scale AD technology model (FR), http://www.biogas3.eu/documentos/BIOGAS3_D31_Handbook%20of%20small-scale%20AD%20technology%20model_FR.pdf

CONCLUSION

Réduction de la dépendance énergétique, complément de revenu, réduction des émissions de gaz à effet de serre, solution de traitement de déchets participant à économie circulaire locale sont autant d'exemples d'avantages de la micro-méthanisation que font remonter les porteurs de projet interrogés.

A l'étranger comme en France, cette technologie suscite de l'intérêt, notamment face aux difficultés rencontrées avec les unités de méthanisation de taille plus importante (acceptabilité sociale difficile, émissions de GES liées au transport des déchets sur un périmètre important, etc.). Plusieurs constructeurs se positionnent sur cette technologie, développant de nouvelles briques technologiques ou s'appuyant au contraire sur celles éprouvées pour répondre au mieux aux besoins des porteurs de projet.

En France, la micro-méthanisation a trouvé dans le monde agricole un terreau fertile pour engager son développement, répondre à des enjeux de traitement des effluents, de recherche d'indépendant énergétique tout créant des sources de revenus ou d'économies. Nombre de constructeurs se sont positionnés sur ce segment et offre une gamme large pour répondre aux différentes caractéristiques des besoins et intrants (voie liquide, voie sèche, solution clé en main ou adaptable, etc). L'auto-construction a également été plébiscitée par des exploitations, afin de pouvoir disposer d'une unité adaptée à leurs enjeux et de réduire le coût d'investissement.

En parallèle, la question de la gestion des biodéchets prend de l'importance ces dernières années, avec une évolution de la règlementation visant en assurer une valorisation matière et énergétique, notamment via la méthanisation. La micro-méthanisation permet alors de propose une solution de traitement local (en évitant notamment les transports de biodéchets très riches en eau) et contribuer à la mise en place de politiques de gestion décentralisées des biodéchets.

Or, nous assistons malgré cela à un développement qui peine. Les technologies de valorisation du biogaz sont par exemple encore restreintes (majoritairement via chaudière ou cogénération) voire non optimales en termes de rendements énergétiques. Des marges de progrès existent. La définition d'un business model performant d'un projet de micro-méthanisation reste une problématique et un obstacle important, notamment en raison d'un cadre tarifaire et administratif non adapté.

A ce jour, les orientations stratégiques basées sur les règlementations, les programmations et les dispositifs de financement (public et privé) incitent au développement de la valorisation en injection du biométhane et favorise la création des grosses installations. Les différents acteurs de la filière n'envisagent pas un développement rapide de la micro-méthanisation si des mesures ne sont pas prises, prenant en compte, non seulement, les aspects techniques mais aussi le contexte social, politique et économique Certains sont communes aux différentes typologies d'unités (agricole, biodéchets, IAA) et d'autres sont plus spécifiques.

Les perspectives de développement de la micro méthanisation valorisant des biodéchets sont encore très liées à une notion de traitement, de gestion décentralisée des déchets plus qu'une opportunité de valoriser de l'énergie et donc très fortement basé sur les coûts de collecte et de traitement réduit ainsi que la revente du digestat normé. L'évolution de la règlementation (augmentation de la TGAP, obligation de tri à la source des biodéchets, etc) favorise l'émergence d'un gisement pertinent en termes de qualité et devra être couplée à des tarifs d'achat adaptés pour permettre une plus grande dissémination de ces installations.

Pour que le développement de la micro méthanisation soit incité, il faudra engager une stratégie multicanaux. Le coût des installations ne diminuera pas si le nombre d'unités ne croît pas. Or ces projets ne pourront se monter que si une tarification et un cadre règlementaire adaptés au volume de biogaz produit est mise en place ainsi qu'une restructuration des mécanismes de financement sur des critères adaptés à ces unités et non sur les mêmes indicateurs financiers que des unités plus importants.

L'accroissement du nombre d'unités entraînera à la fois des retours d'expériences et une stimulation de la R&D auprès des constructeurs et fournisseurs pour développer des technologies performantes et fiables, adaptés aux contraintes et enjeux de la micro-méthanisation.

La littérature étant peu étayée sur le sujet de la micro-méthanisation, ce travail vise à donner un aperçu des enjeux et du contexte de développement de cette technologie. Il ne se veut pas exhaustif sur les unités de

micro-méthanisation en France, ni les acteurs œuvrant à son développement, en réalisant des expérimentations ou en proposant des offres technologiques. L'approfondissement de certains sujets techniques ou économiques par d'autres travaux permettait de développer un meilleur partage de connaissance de cette technologie et des acteurs de la filière. Plusieurs pistes de réflexion intéressent la filière comme une actualisation du bilan environnemental des unités ; l'amélioration des rendements énergétiques des moteurs de cogénération ; la création de formations initiale ou continue avec une meilleure intégration du sujet de la méthanisation ou encore la détermination de l'optimum entre la distance de transport des matières organiques résiduelles (centraliser ou décentraliser les unités) et l'optimisation de la valorisation énergétique au regard de critères environnementaux, sociétaux et économiques.

BIBLIOGRAPHIE

Guides et publications :

ADEME –S3D (Audrey EL HABTI, David GUIANVARCH, Germain LHERIAU)(d'après les suivis réalisés par S3D, Biomasse Normandie et l'APESA, avec l'appui de Biogasview) –2016–Suivi technique, économique, environnemental et social de sept installations innovantes de petite méthanisation à la ferme. Synthèse rapport final.24pages.

ADEME, *Réaliser une unité de méthanisation à la ferme*. Janvier 2019, 40pages.

ADEME, *Chaleur issue de la méthanisation, de réelles opportunités, guide pratique* – mai 2016. 38 pages

AURAEE, SCARA, *Étude de potentiel technico-économique d'une brique technologique de production BioGNV à la ferme*, 28 pages

Bautista Angeli Jean-Romain, *Etude de faisabilité de la micro-méthanisation par co-digestion à l'échelle des quartiers. Génie des procédés*. Ecole nationale supérieure Mines-Télécom Atlantique, 2019, 204 pages

BioEnergyFarm2, *Aperçu du marché de la méthanisation à petite échelle*, Mai 2015, 61 pages

BioEnergyFarm2, *Guide de mise en œuvre d'une unité de méthanisation à petite échelle : guide pour les agriculteurs*, Novembre 2015, 147 pages

BioEnergyFarm2, *La petite méthanisation*, Mars 2016 : http://www.bioenergyfarm.eu/wp-content/uploads/2015/10/R%C3%A9u_petite-m%C3%A9tha-mars-2016.pdf

Biogas[3], *La petite méthanisation à partir des déchets organiques des industries agro-alimentaires pour l'autosuffisance énergétique : manuel,* 104 pages

Biogas[3], *Production durable de biogaz à petite échelle à partir de déchets agroalimentaires pour une autosuffisance énergétique*, rapport final, 32 pages

BioProFarm, EDEN, *L'installation de méthanisation de Mr et Mme LEBBE, Fiche technique n°7*, 4pages

Castillon P., Lefrileux Y., *Essai de traitement du lactosérum pur issu de la fromagerie pilote de la ferme caprine du Pradel par la méthanisation,* 8 pages

CEREMA, Développer l'offre de chaleur issue de la méthanisation : Barrières et leviers pour une meilleure valorisation, Mars 2018, 62 pages

Costa Dan-Tâm, ARDEAR Midi-Pyrénées, Dossier spécial la méthanisation, 8 pages

Degueurce, Tremier, Martinez-Sanchez*, Definition of general specifications formicro-anaerobic digestion in a concept of decentralised management of urban biowaste,* 2017, 53 pages

Guesnon Gabriel , Mémoire IAE, Agrosup, 2020

Kurt Hjort-Gregersen, *Market overview micro scale digesters, BioEnergy Farm II publication,* AgroTech A/S, Denmark, 2015.

Laura Sarperi. *Développement d'une filière de production de bio-GNV à partir de biogaz agricole à l'échelle individuelle*. Génie des procédés. Ecole des Mines de Nantes, 2014.

Muller Julia, *Quels sont les intrants et le type de technologies associées pour démarrer un projet de micro-méthanisation rentable sur le parc naturel régional de la Sainte-Baume ?* Ecole des Arts et Métiers ParisTech Aix-en-provence, 2019

MéthaN'Action, *Evolutions agricoles unité de méthanisation*, GAEC Giraud, 2018

Terra, Energie et agriculture, *le duo vertueux*, 29 avril 2016, p31.

Toudic A., Langlois A.S., Lavenan K., Kergourlay F., Carré J.Y., Dabert P. Lendormi T. *Méthanisation passive à température ambiante - Validation de la couverture flottante Nénufar à Guernévez. Rapport d'étude. Chambres d'agriculture de Bretagne*, 2018, 12 pages

Valbiom, *Biométhanisation : évaluation technico-économique de la micro-méthanisation à la ferme et de son cadre règlementaire en Wallonie*, 2014, 38 pages

Site internet :

M. (2019, juillet 12). La microméthanisation à la ferme et à la ville : quel avenir ? •. Consulté à l'adresse https://www.biogasworld.com/fr/news/la-micro-methanisation-la-ville-et-la-ferme-quel-avenir/, le 12/03/2020

https://www.actu-environnement.com/ae/news/Micro-methanisation-biodechet-urbain-33226.php4

https://lenergeek.com/2017/03/14/methaniseur-domestique-methatec-dechets-electricite/ le 24/03/20

https://www.novethic.fr/actualite/environnement/dechets/isr-rse/seab-energy-installe-des-micro-methaniseurs-au-plus-pres-des-consommateurs-et-de-leurs-dechets-143772.html [consulté le 26/03/2020]

https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:BUatQrTBB_YJ:https://www.lavoixdunord.fr/316005/article/2018-02-12/la-ferme-du-hel-le-lisier-va-produire-de-l-electricite-grace-la-methanisation+&cd=6&hl=fr&ct=clnk&gl=fr&client=firefox-b-d [consulté le 26/03/2020]

http://www.aveniragricole.net/011-9827-Des-poulets-chauffes-au-biogaz.html [consulté le 11/04/2020]

https://www.wedemain.fr/Autonomie-energetique-ils-produisent-leur-propre-gaz-a-la-maison_a3973.html

https://www.pole-terralia.com/fr/actualites/pole-et-ses-membres/1673-rencontre-avec-vincent-gauthier-directeur-de-micro-biogaz.html

https://www.larepubliquedespyrenees.fr/2019/04/23/une-micro-station-de-methanisation-a-l-universite-de-pau-et-des-pays-de-l-adour,2544529.php

https://www.bretagne.bzh/aides/fiches/methanisation-agricole-territoriaux/

https://www.ladepeche.fr/article/2018/04/13/2779607-pierre-lebbe-pionnier-methanisation-simplicite-est-meilleure-subventions.html

https://presselib.com/dans-le-cadre-du-projet-dit-mcube-une-unite-test-a-ete-deployee-il-y-a-quelques-mois-sur-la-ferme-daurelien-loumagne-eleveur-de-canards-dans-le-gers/

ANNEXE 1 : CARACTERISATION DES FORMES JURIDIQUES LES PLUS PERTINENTES POUR PROJETS DE BIOGAZ EN FRANCE

[ADEME 2012, SAFER 2014] – BIOENERGYFARM2

	GAEC (Groupement agricole d'exploitation en commun) **Société civile**	**EARL** (Exploitation agricole à responsabilité limitée) **Société civile**	**SCEA** (Société civile d'exploitation agricole) **Société civile**	**SARL** (Société à responsabilité limitée) **Société commerciale**	**SAS** (Société par actions simplifiée)	**Entreprise Individuelle**
Actionnaire	Min. 2 /Max 10 pers.	Min. 1 /Max 10 pers.	Min. 1 /Max 10 pers.	Min 2 /Max 100	Min 1/ Max several	Une personne physique
Capital social	Min. 1,500 € Fixe ou variable	Min. 7,500 € Fixe ou variable Lesassociéssonttenus de faire des apports (pas de capital exigé).	Pas de minimum. Fixe ou variable Apports en numéraire ou en nature	Pas de minimum	Pas de minimum. Apports en numéraire ou en nature.	Aucun
Responsabilité	Responsabilitélimitéeau double des apports	Responsabilité des associés limitée à concurrence du montant des apports de chaque associé.	Responsabilité solidaire des associés sur leurs biens personnels des dettes de la société excédant son actif, proportionnellement à leur part dans le capital.	Responsabilité des actionnaires limitée aux apports.	Responsabilité limitée aux apports.	Propriétaire 100% responsable (professionnellement et personnellement)
Statut juridique	Statut légal	Statut légal	Statut légal	Statut légal	Statut légal	Statut légal
Management/ représentation	Le gérant est obligatoirement associé exploitant. Touslesassociésdoivent participer de façon générale aux travaux et à la gestion du groupement.	Le gérant est obligatoirement associé exploitant. Distinction possible entre les associés exploitants et les associés simples apporteurs de capitaux.	Le gérant n'est pas nécessairement un associé. Il est nommé par les statuts ou par décision des associés.	Le gérant doit être une personne physique, pas nécessairement un associé.	Le Président, qui peut être une personne physique ou une entité juridique, est le seul directeur obligatoire légalement	Propriétaire
Imposition	Pas d'impôt sur le chiffre d'affaire des sociétés	Pas d'impôt sur le chiffre d'affaire des sociétés	Pas d'impôt sur le chiffre d'affaire des sociétés	Impôt sur les sociétés	Impôt sur les sociétés	Impôt sur le revenu sous la catégorie de profits agricoles

	GAEC (Groupement agricole d'exploitation en commun) **Société civile**	**EARL** (Exploitation agricole à responsabilité limitée) **Société civile**	**SCEA** (Société civile d'exploitation agricole) **Société civile**	**SARL** (Société à responsabilité limitée) **Société commerciale**	**SAS** (Société par actions simplifiée)	**Entreprise Individuelle**
Évaluation/ critères importants	▪ Régime fiscal avantageux : prise en compte du nombre d'associés pour les seuils du bénéfice forfaitaire et de la taxation des plus- values. Pas d'impôt sur les sociétés. ▪ Les membres du groupement conservent leur droit d'exploitation individuel. ▪ Agrément administrative obligatoire, délivré par le comité départemental ou interdépartemental d'agrément.	▪ Possibilité de créer une EARL unipersonnelle (un seul associé), soumise à l'impôt sur le revenu dans le cadre des bénéfices agricoles. ▪ Les sociétés ne peuvent pas être associées d'une EARL. ▪ Evaluation des apports en nature par un commissaire désigné par les associés	▪ Société simple à constituer. ▪ Pas de restriction concernant la surface exploitée. ▪ Peuvent être associées des personnes physiques, morales (sociétés, entreprises), qu'elles soient agriculteurs ou pas. ▪ Pas de charges sociales à payer pour le gérant ni pour les associés tant qu'aucun salaire n'est versé. ▪ Si associé, l'agriculteur perd son statut de chef d'exploitation. ▪ Les salaires des associés, et les avantages en nature, sont imposés comme des bénéfices agricoles, au titre de l'impôt sur le revenu. ▪ A l'exception des grosses réparations, les charges ne sont pas déductibles des bénéfices.	▪ Lourdeur du fonctionnement (convocation AG, dépôt des comptes au greffe du tribunal de commerce, frais de publication…). ▪ Cessions de parts libres entre associés, ascendants, descendants et conjoints (sauf clause d'agrément prévue dans les statuts).	▪ Liberté des associés pour déterminer les règles de fonctionnement et de transmission des actions. ▪ Structure évolutive facilitant le partenariat. ▪ Possibilité de constituer une SAS avec un seul associé (filiale à 100%). ▪ Possibilité de consentir des options de souscription ou d'achat d'actions aux dirigeants et/ou aux salariés de la société. ▪ Crédibilité vis à vis des partenaires ▪ Frais et formalisme de constitution. ▪ Rédaction très rigoureuse des statuts.	▪ Les formalités de démarrage sont réduites au minimum ▪ Devant notaire, possibilité de déclarer insaisissables, les propriétés non professionnelles.

ANNEXE 2 : RECENSEMENT DES UNITES DE MICRO-METHANISATION EN FRANCE - 2019

Nom	Commune	Code INSEE	Typologie	Technologie	Constructeur	Capacité et type d'intrants par an	Production énergie	Valorisation énergie	Valorisation digestat	Investissements	Charges exploitation	Mise en service	Commentaires
Biogazplus	Castelmoron-Sur-Lot	47260	Agricole	liquide	Arcbiogaz	3 300 t (1 100 t de fumier bovin, 1 100 m3 eaux vertes, blanches, 1 100 t de déchetsde maïs (dessus de silos)	75 kWé	Cogénération	Séchage du digestat avec la chaleur produite Digestat liquide en engrais fertilisant sur l'exploitation Digestat solide vendu	479 500€	65 000€	2014	120 000€ de CA annuel (revente électricité et économie liées à la gestion du digestat) TRB : 4 ans
GAEC DE LA SALLE	Le Chauchet	23130	Agricole	liquide	Aria	5 500 t dont 1 482 t de lisier, 168 t de fumier, 990 t issues de céréales, 471 t de graisses et déchets agroalimentaires	70 kWé	Cogénération	-	650 000€	-	2011	-
GAEC du Bois Joly	La Verrie	85130	Agricole	sèche	Aria Energie et auto-construction	400 t - fumier bovin 355 t - fruits et légumes (au démarrage seulement, remplacés par des graisses alimentaires) 75 t - fumier bovins laitiers 53 t - digestat (au démarrage seulement) 35 t - fumier de volailles extérieur 35 t - Divers fumières extérieurs 20 t - tontes 20 t - déchets de céréales	30 kWé	Cogénération	Epandage (142 ha de surface disponible)	314 200€ Subventions : 44%	18 000€ dont 3 545 € HT/an (maintenance)	2008	Voie sèche discontinue 4 digesteurs TRB : 7 ans TRI : 11% avec subventions

Nom	Commune	Code INSEE	Typologie	Technologie	Constructeur	Capacité et type d'intrants par an	Production énergie	Valorisation énergie	Valorisation digestat	Investissements	Charges exploitation	Mise en service	Commentaires
EARL LEBBE	Villefran-que	65700	Agricole	sèche	Auto-construction	400t/an de fumier 100m3/an d'eaux vertes et blanches	12 kWé 15 kWth	Cogénération	Epandage sur prairie	40 000€ (hors main d'œuvre) Subventions : 37%	-	-	Voie sèche discontinue TRI : 10 ans Revenu annuel : 5 000€ Valorisation d'une partie du biogaz en gaz pour véhicule
GAEC OUDET	Clavy-Warby	08460	Agricole	liquide	Auto-construction	1 300 t/an de lisier 500 t/an de fumier 278 t/an d'herbes et résidus céréaliers	30 kWé	Cogénération	Epandage	201 400€ Subventions : 59%	2 260 € / an	2005	TRI : 6 ans Economies d'engrais : 1 700€/an Revente électricité : 18 400€/an Auto-consommation de 5% de l'électricité produite Montée en puissance quelques années après à 150 kWé puis 200 kWé en auto-construction
GAEC P2MN	Courtes	01560	Agricole	liquide	Bio4Gas/Nénufar	4 000 m3 lisiers porcins 250 t résidus de silo de maïs	50 kWé	Cogénération	Epandage	660 000€	-	2014	A augmenté de puissance en 2018 : de 50 kWé à 90 kWé. Couverture de fosse de digestat Nénufar
GAEC des marroniers	Mezan-gers	53600	Agricole	liquide	Bio4Gas	6 250 t - lisier et fumier bovin, lisier porcin, paille, triticale	65 kWé	Cogénération	Epandage	-	-	2016	-
EARL Laurent Mottet	Plasne	39800	Agricole	liquide	Bio4Gas	lisier porcin et fumier bovin	64 kWé	Cogénération	-	-	-	-	-
EARL de la Pommeraie	-	-	Agricole	liquide	Bio4Gas	fumier bovin, déchets de céréales, ensilage maïs	64 kWé	Cogénération	-	-	-	-	-

Nom	Commune	Code INSEE	Typologie	echnologie	Constructeur	Capacité et type d'intrants par an	Production énergie	Valorisation énergie	Valorisation digestat	Investissements	Charges exploitation	Mise en service	Commentaires
SCEA Kergoncily	Plonevez-Porzay	29550	Agricole	liquide	Bio4Gas	5 285 t de lisier et fumier bovin, paille	65 kWé	Cogénération	-	-	-	2017	-
GAEC Bouillet	Ivory	39110	Agricole	liquide	Bio4Gas	-	50 kWé	Cogénération	Epandage	-	-	2016	En AOP Comté - 120 vaches montbélliardes - 930 000 l de lait
SCEA Robin	Domsure	01270	Agricole	liquide	Bio4Gas	10 500 m3 lisiers porcin (5%MS)	50 kWé	Cogénération	Epandage sur 210 ha	480 000€	-	2013	Economie de fioul : 16 000€/an Vente d'environ 275 000KWh/an TRB : 7 ans
GAEC Fritillaires	Etriche	49330	Agricole	liquide	Bio4Gas	4 026 t - lisier de canards, fumier bovin, eaux vertes et eaux blanches menue paille, fauche tardive	65 kWé	Cogénération	-	-	-	2016	-
GAEC JAMMES	Saint-Santin-De-Maurs	15600	Agricole	liquide	Bio4Gas	lisier bovin, eaux vertes et eaux blanches	50 kWé	Cogénération	-	-	-	2012	En cours d'augmentation de puissance : 50 kWé à 200 Kwé
SAS Métha-Sermages	Saint-Cyr-Les-Vignes	42210	Agricole	liquide	Bio4Gas	6 000 m3 lisier bovins (200 vaches laitières)	80 kWé	Cogénération	Epandage	700 000€	-	2015	TRB 7 ans
EARL L'avenir	Pornic	44210	Agricole	-	Bio4Gas/Nénufar	4 850 t de fumier bovin, lisier de canards, interculture	75 kWé	Cogénération	-	-	-	2017	Couverture de fosse de digestat Nénufar
SARL Bméthapc	-	25	Agricole	-	Bio4Gas	3 600 m3 de fumier bovin	50 kWé	Cogénération	Epandage	522 000€	-	2015	TRB 8 ans
GAEC Beauséjour	Lanouee	56120	Agricole	liquide	Bioélectric	2 563 t	22 kWé	Cogénération	-	220 000€	-	2018	-
GAEC Jouan des Lilas	La Nouaye	35137	Agricole	liquide	Bioélectric	4 062 t lisier bovin et lisier de canard	33 kWé	Cogénération	-		-	2018	-

Nom	Commune	Code INSEE	Typologie	Technologie	Constructeur	Capacité et type d'intrants par an	Production énergie	Valorisation énergie	Valorisation digestat	Investissements	Charges exploitation	Mise en service	Commentaires
EARL des Fromentoriaux	Guilliers	56490	Agricole	liquide	Bioélectric	3 650 t de lisier bovin	33 kWé	Cogénération	-	400 000€ Subventions : 30%	-	2017	Dont stabulation, unité méthanisation, unité de séchage à plat et géomembrane
GAEC Guilbert	Tracy Bocage	14310	Agricole	liquide	Bioélectric	140 vaches laitères	33 kWé	Cogénération	Epandage Bio	262 500€	-	2017	-
EARL du HEL	Comines	59560	Agricole	liquide	Bioélectric	4 300 m3 de lisier	33 kWé	Cogénération	-	240 000€	-	2018	Revenu : 20 000€/an TRI : 7 ans
GAEC PETIT BERNARD	Saint-Constant	15600	Agricole	sèche	Valotech Energies	2 800t de fumier bovin 104 t d'issues de céréales	50 kWé	Cogénération	Epandage	650 000€	-	2016	-
GAEC des ARVERNES	Le Vernet-Sainte-Marguerite	63710	Agricole	liquide	Valotech Energies	2 200 m3 de lisier bovin 730 m3 de lactosérum 100 t d'issues de céréales	36 kWé	Cogénération	-	-	-	2016	Ne fonctionne plus et produit non disponible
GAEC DES BEAUDORS	Tence	43190	Agricole	liquide	Valotech Energies	2 200 m3 de lisier bovin 1 350 m3 de lisier porcin 520 m3 lactosérum 100 t d'issues de céréales	36 kWé	Cogénération	-	377 000€	36 000€	2015	TRI : 8 ans
GAEC Chesnay Piguelais	Guipel	35440	Agricole	liquide	Cogeo	7 613 t	80 kWé	Cogénération	-	-	-	2019	-
EARL L'OUVRINIERE	Segre	49500	Agricole	liquide	Cogeo	lisier de canard	33 kWé	Cogénération	-	-	-	2018	-
GAEC LE SABLONNE	Villeperdue	37260	Agricole	liquide	Cogeo	fumier bovin mou, issues de céréales	50 kWé	Cogénération	-	-	-	2017	-

Nom	Commune	Code INSEE	Typologie	Technologie	Constructeur	Capacité et type d'intrants par an	Production énergie	Valorisation énergie	Valorisation digestat	Investissements	Charges exploitation	Mise en service	Commentaires
Ferme du meunier	Saint Dolay	56130	Agricole	liquide	Enerpro	5 000 l de lactosérum de chèvre 2,5 t de son de blé	7 kWth	Combustion directe	Filtre roseaux planté	25 000€	100€ / an (entretien chauffe-eau)	2016	-
Ferme de Grandos	Lemps	07610	Agricole	sèche	Enerpro	Fumiers	7 kWth	Combustion directe	Epandage	30 000€	100€ /an (entretiebn chauffe-eau)	-	-
La ferme de Bel Air	Sizun	29450	Agricole	liquide	Enerpro	3 000 t de lisier de veaux + ensilages	40 kWth	Combustion directe	Epandage	80 000 € 1ère phase + 30 000 € 2ème phase	1 000 € /an (électricité, entretien)	2016	-
EARL BOIS GUILBERT	Bois-Guilbert	76750	Agricole	sèche discontinue	Erigène	1 300 t de fumier de cheval (630 t), intercultures, tontes de pelouse ensilées	36 kWé	Cogénération	-	684 000€ Subventions : 38%	54 000€	2013	Cogénératrice de 50 kW électrique (rendement 35,6%), bridé à 36 kW. Puissance thermique 68 kW th (rendement 48,6%). Perte de volume, mais conservation du poids (le taux de MS passe de 50% pour le fumier à 22% pour le digestat). Répartition investissement : 56% installation ERIbox, 18% stockage et valorisation du biogaz, 16% réseau chaleur, 6% plate-forme, 4% assistance à maîtrise d'ouvrage.

Nom	Commune	Code INSEE	Typologie	Technologie	Constructeur	Capacité et type d'intrants par an	Production énergie	Valorisation énergie	Valorisation digestat	Investissements	Charges exploitation	Mise en service	Commentaires
GAEC Ker Lan	Le Junch	29100	Agricole	liquide	Evalor	3 000 t - lisier de porc, 2 000 t - lisier bovin, 131 t - fumier de porc, 608 t - fumier bovin, 100 t - Paille, 100 t - CIVE	80 kWé	Combustion directe	Séchage et compost	700 000€ Subventions : 30%	50 000€	2019	TRI : 8 ans avec subventions
Centre de formation Quintenic	Quinte-nic	22400	Agricole	liquide	Evalor	4 630 t de lisier, fumier, ensilage cive et déchets de céréales	75 kWé	Cogénération	Epandage	770 000€ Subventions : 32%	50 000€	2016	TRI : 8 ans avec subventions
GAEC des Buissons	Saint Lambert La Potherie	49070	Agricole	liquide	Host	5 300 t dont : 2 500 t lisiers bovins, 1 400 t restes alimentaires, 100 t menue paille	65 kWé	Cogénération	Epandage (292 ha de surface disponible)	450 000€	-	2014	TRI : 7,5 ans Consommation de 4% de l'électricité produite. Seuil de rentabilité : 110 vaches laitières
JIT METHA	Vasles	79340	Agricole	sèche	JIT METHA	2 780 t (1800 t de fumier bovin, 350 t de CIVE, 150 t de sorgho, 480 t d'issues de céréales ou déchets de silos)	50 kWé	Cogénération	Epandage chez les apporteurs	650 000€	-	2012	Prototype Observations / Economies réalisées 24 % économisés sur l'achat d'engrais chimique.
Exploitation GUILBAUD	Chemere	44	Agricole	sèche	Methajade et repris par Naskeo	3 100t de fumiers bovin, porcin, de volaille et déchets verts	54 kWé	Cogénération	-	864 500€	-	2013	-
GAEC GIRAUD	Faye-L'abbesse	79350	Agricole	liquide	METHANEVA	4 006 t (1 767 t de fumier bovin, 2 054t de lisier bovin, 17 t de tonte de pelouse, 151 t d'issues de céréales, 17 t de maïs)	50 kWé	Cogénération	Epandage : 4 000 m3 de digestat	778 195 € Subventions : 40%	-	2013	-
SARL NOVALAIT	Graffigny -Chemin	52150	Agricole	liquide	Planete Biogaz France	Lisier bovin	50 kWé	Cogénération	-	500 000€	-	2018	-

Nom	Commune	Code INSEE	Typologie	Technologie	Constructeur	Capacité et type d'intrants par an	Production énergie	Valorisation énergie	Valorisation digestat	Investissements	Charges exploitation	Mise en service	Commentaires
SCA FORZY	Gamaches-en-Vexin	27150	Agricole	liquide	Valogreen	1 300t - fumiers et lisiers bovins, pulpes de betterave	75 kWé	Cogénération	-	473 700€	-		Préfosse, digesteur 650m3
GAEC Kera - Lait	Lalleu	35320	Agricole	-	-	5 548 t	44 kWé	Cogénération	-	-	-	2018	-
GAEC Gremillet - Drouot	Beaumenil	88600	Agricole	sèche	-	-	80 kWé	Cogénération	-	579 150 €	-	2015	-
GAEC Thorey	Lantages	10210	Agricole	sèche	-	-	80 kWé	Cogénération	-		-	2015	-
Ferme de la Bouzule-ENSAIA	Laneuvelotte	54280	Agricole	liquide	-	-	46 kWé	Cogénération	-	-	-	2013	-
EARL des Milles Ecus	Lesmenils	54700	Agricole	liquide	-	-	65 kWé	Cogénération	-	-	-	2013	-
GAEC des Acajous	Pierreville	54160	Agricole	liquide	-	-	80 kWé	Cogénération	-	-	-	2014	-
GAEC MIRTANGES	St Cyr sur Menthon	01380	Agricole	-	-	-	80 kWé	Cogénération	-	-	-	2015	-
GAEC élevage JAMMES	Chaspuzac	43320	Agricole	-	-	-	50 kWé	Cogénération	-	-	-	2015	-
GAEC du MONTEIL	Mazeyrat-d'allier	43300	Agricole	-	-	-	64 kWé	Cogénération	-	-	-	2019	-
Lycée Agricole Louis Pasteur Marmillat	Lempdes	63370	Agricole	-	-	-	80 kWé	Cogénération	-	-	-	2018	-

Nom	Commune	Code INSEE	Typologie	Technologie	Constructeur	Capacité et type d'intrants par an	Production énergie	Valorisation énergie	Valorisation digestat	Investissements	Charges exploitation	Mise en service	Commentaires
GAEC TULIPES / SJ metha	St Martin en Haut	69850	Agricole	-	-	-	50 kWé	Cogénération	-	-	-	2018	-
LEGTA	Motte Servolex	73290	Agricole	-	-	-	48 kWé	Cogénération	-	-	-	2011	-
GAEC des Chataîgniers	Mauges-sur-Loire	49244	Agricole	liquide	-	1 000 t d'effluents d'élevage	33 kWé	Cogénération	-	-	-	2016	-
GAEC Ménanterie	Sigour-nais	85110	Agricole	sèche	Sud Ouest Biogaz	3 373 t d'effluents d'élevage	65 kWé	Cogénération	-	-	-	2013	-
GAEC La Barge	Saint-hilaire-des-loges	85240	Agricole	liquide		9 500 t d'effluents d'élevage	65 kWé	Cogénération	-	-	-	2018	-
SAS Methawald	Touvois	44650	Agricole	sèche	Méthajade	4 160 t	54 kWé	Cogénération	-	-	-	2012	-
GAEC de TREVI	Angles	81260	Agricole	sèche	ARIA Energies	2 200 t de fumier ovin (1 600 t) et bovin (350 t), lisier de canards (240 t), tontes de pelouse (10 t)	64 kWé	Cogénération	Epandage d'environ 2 200 t/an	567 879€	50 000€	2015	TRI : 8,4 ans
Ferme de l'abbaye de la Pierre qui Vire	Saint Leger Vauban	89630	Agricole	liquide	Aria Energie	1 500 t de lisier bovin, 260 t de fumier bovin, 200 t de végétaux	30 kWé	Cogénération	Epandage (1 900 t/an)	450 000€ Subventions : 55%	27 000€	2012	Revenu : 30 000€/an 250 000€ de subventions du ministère
Guernévez	Saint Goazec	29520	Agricole	liquide	Nénufar	fosse de 300m3 de lisier	40 kWth	Combustion directe	-	-	-	2016	-
GAEC Vuillaumière	Remoray Boujeons	25160	Agricole	liquide	Nénufar	lisier bovin (80 vaches laitières)	70 kWth	Combustion directe	-	-	-	2016	Séchage des fourrages
SCEA de Neuville	Cluis	36340	Agricole	liquide	Nénufar	5 500 m3 de lisier porcin	70 kWth	Combustion directe	-	90 000€	-	2016	Chauffage des bâtiments

Nom	Commune	Code INSEE	Typologie	echnologie	Constructeur	Capacité et type d'intrants par an	Production énergie	Valorisation énergie	Valorisation digestat	Investissements	Charges exploitation	Mise en service	Commentaires
EARL de Quistillic	Henvic	29670	Agricole	liquide	Nénufar	500 m3	40 kWth	Combustion directe	Epandage	105 243 € Subventions : 34%	-	2017	Coût de l'unité nénufar : 77 930€
EARL de Ponceard	Erbree	35500	Agricole	liquide	Nénufar	-	40 kWth	Combustion directe	-	-	-	2017	-
Station du Rheu	Le Rheu	35650	Agricole	liquide	Nénufar	lisier de veaux (100 veaux)	40 kWth	Combustion directe	Epandage	68 500€ Subventions : 55%	-	2018	Coût de l'unité Nénufar : 53 500€
EARL Bernard	Trevron	22100	Agricole	liquide	Nénufar	1 488 m3 de lisier	70 kWth	Combustion directe	-	-	-	2018	-
SCEA de la Salle Coquerel	Iville	27110	Agricole	liquide	Nénufar	-	70 kWth	Combustion directe	-	-	-	2019	-
SCEA Les Mesleries	Saint Laurent de cuves	50670	Agricole	liquide	Nénufar	-	70 kWth	Combustion directe	-	-	-	2020	-
GAEC Bescond	Plourin	29830	Agricole	liquide	Nénufar	-	40 kWth	Combustion directe	-	-	-	2020	-
GAEC de Pécane	Brehan	56024	Agricole	liquide	Nénufar	3 500 m3 lisier (soit 150 vaches laitières)	36 kWh	Cogénération	-	260 000€ Suventions : 32%		2019	TRI : 6 ans Production moyenne 4 000 kWh par semaine soit une recette de 45 000 € par an. Economie de gaz pour le chauffage du poulailler estimée à 1 500 à 2 000 €/an.
GAEC des Bois	Henanbihen	22550	Agricole	liquide	Nénufar	-	-	Combustion directe	-	-	-	2020	-

Nom	Commune	Code INSEE	Typologie	echnolog ie	Constructeur	Capacité et type d'intrants par an	Production énergie	Valorisation énergie	Valorisation digestat	Investissements	Charges exploitation	Mise en service	Commentaires
GAEC des Papineaux	Vieux	14930	Agricole	liquide	Bioelectric	-	33 kWé	Cogénération	-	-	-	2019	-
GAEC du Mouchel	Formigny la bataille	14710	Agricole	liquide	Bioélectric	-	44 kWé	Cogénération	-	-	-	2017	-
GAEC de Cagny	Valdallie-re	14350	Agricole	liquide	Bioélectric	-	33 kWé	Cogénération	-	-	-	2016	-
GAEC Danguy	Sourde-val	50150	Agricole	liquide	Bioélectric	-	33 kWé	Cogénération	-	-	-	2019	-
GAEC de la Janière	Dangy	50750	Agricole	liquide	Bioélectric	-	44 kWé	Cogénération	-	-	-	2018	-
GAEC de la ferme aux canards	Percy en Norman-die	50410	Agricole	liquide	Valogreen	-	80 kWé	Cogénération	-	-	-	2018	-
GAEC du Bois Gobé	Grandpa-rigny	50600	Agricole	liquide	Bioélectric	-	33 kWé	Cogénération	-	-	-	2018	-
GAEC de la Denolais	Saint james	50240	Agricole	liquide	Bioélectric	-	44 kWé	Cogénération	-	-	-	2018	-
EARL du Val au Gué	Coutance s	50200	Agricole	liquide	Bioélectric	-	33 kWé	Cogénération	-	-	-	2019	-
GAEC Hotel Hantonne	Rauville la bigot	50260	Agricole	liquide	Bioélectric	-	44 kWé	Cogénération	-	-	-	2016	-

Nom	Commune	Code INSEE	Typologie	Technologie	Constructeur	Capacité et type d'intrants par an	Production énergie	Valorisation énergie	Valorisation digestat	Investissements	Charges exploitation	Mise en service	Commentaires
GAEC du Chêne	Hardinvast	50690	Agricole	liquide	Bioélectric	-	44 kWé	Cogénération	-	-	-	2016	-
GAEC de la Rue	Gonne-ville le theil	50330	Agricole	liquide	Bioélectric	-	44 kWé	Cogénération	-	-	-	2018	-
GAEC du Château	Etrepigny	08160	Agricole et IAA	liquide	-	-	77 kWé	Cogénération	-	-	-	2006	-
Société SEPUR	Thivernal	78850	Biodéchets	liquide	SEaB Energy	10 000t de biodéchets alimentaires	50 kWé	Cogénération	compostage	450 000€	-	2017	-
MIN Bordeaux	Bordeaux	33800	Biodéchets	liquide	BEE and Co	100 t de biodéchets	2 kWé	Cogénération	Compost	-	-	2018	Actuellement uniquement valorisation en chaleur
CFPH Ecully	Ecully	69130	Biodéchets	liquide	DECISIVE 2020	50 t de biodéchets de restauration	6 kWé	Cogénération	Compost	150 000 €	-	2019	-
Laiterie Abbaye de Tamié	Planche-rine	73200	IAA	liquide	Autoconstruction avec Valbio	Lactosérum : 4m3/j à 60g DCO/l + eaux blanches : 8m3/j à 2g DCO/L	60 kWth	Combustion directe	-	255 000€ Subventions : 50%	-	2003	TRB : 6 ans avec subventions
Laiterie du Col Bayard	Laye	05500	IAA	liquide	Auto-construction	312 000 m3 de lactosérum	7 kWé	Combustion directe	Station d'épuration	93 000 €	-	2017	-
Ferme expérimental du Pradel	Mirabel	07170	IAA	liquide	Valpronat	Entre 90 et 120 l/jour de lactosérum	-	Combustion directe	-	30 000€	-	2011	Charge volumique appliquée : 6 - 8kg DCO/m3 Temps Séjour Hydrique de 7 à 10 jours Taux d'abattement supérieur à 80 %.

METHODOLOGIE

La littérature a fait émerger des travaux précédents faisant référence sur l'état de la micro-méthanisation à l'échelle européenne. Nous nous sommes alors concentrés sur l'étude du développement de cette technologie à l'échelle française, réalisées grâce aux étapes suivantes :

- Une analyse de la littérature existante
- L'identification des technologies et offres sur la base d'un précédent travail menée par une étudiante des Arts et Métiers et du projet BioEnergy Farm 2, complété et actualisé par des recherches internet et des contacts téléphoniques.
- Un recensement des unités en place et projets en cours à l'échelle nationale a été réalisé sur la base des recueil des recensements des acteurs clés (référents méthanisation, constructeurs, etc) de chaque région, complété par des recherches internet.
- Enfin, des entretiens téléphoniques ont été réalisés afin de recueillir des témoignages qualitatif auprès desc des acteurs clé pour des retours d'expérience et des constructeurs pour élargir la connaissance des technologies intégrant des biodéchets.

ARCBIOGAZ	*Jean-Marie FAURE*	22/08/2019
BEE & Co	*Véronique PEREZ*	26/08/2019
PRODEVAL	*Jean-René POUZIN*	27/08/2019
Chambre d'agriculture des Hauts de France	*Arnault ETIENNE*	08/11/2019
GRDF	*Bastien PRAZ*	08/11/2019
INRAE	*Anne TREMIER* *Projet DECISIVE 2020*	10/12/2019
TRYON	*Jimmy COLOMIES*	16/12/2019
ADEAR Occitanie	*Louise DE BATTISTA*	16/03/2020 et 09/04/2020
SeaB Energy	*Sandra SASSOW*	26/03/2020
EVALOR	*Julien MANSUY*	31/03/2020
Certitude Energies Méthanisation	*Dominique TROUPENAT*	06/04/2020
MICRO-BIOGAZ	*Vincent GAUTHIER*	10/04/2020
COBIOGAZ	*Mathieu DUFOUR*	10/04/2020
GAEC OUDET	*Antoine*	10/04/2020

Tableau 24 : Interviews réalisées pour l'étude sur la micro-méthanisation

GUIDES D'ENTRETIEN

Constructeurs

Description entreprise (date de création, expériences, etc) :

Type d'intrants traités :

Type de technologie : (à détailler pour chacune si plusieurs)

- Voie liquide / sèche :
- Continu / discontinu :
- Mésophile / thermophile :
- Volume du digesteur :
- Avancée de la matière / Agitation / Chauffage :

Volume d'intrants pouvant être traités :

Energie

Valorisation du biogaz / Puissance minimum pour assurer une rentabilité de l'installation :

Digestat

Type de digestat / Valorisation du digestat :

Economique

Coût global :

Coût de maintenance :

TRB :

Seuil de rentabilité économique :

Porteurs de projet

GENERAL

Date de mise en service :
Puissance : (en kwélec ?) :
Type(s) de productions sur la ferme :
Investissement total :
Part de subventions :
Constructeur et/ou type(s) d'accompagnement :

DONNEES TECHNIQUES

Procédé (voie sèche discontinue ou voie liquide continue) :
Nature et quantité d'intrants introduits dans le méthaniseur (en t/an ?) :
Provenance des intrants :
Type, nombre et capacités des cuves (digesteur, cuve à jus, …):
Traitement du biogaz :
Voie(s) de valorisation du biogaz :
Voie(s) de valorisation de la chaleur :
Voie(s) de valorisation du digestat :
Niveau d'automatisation du process :
Particularités :

DONNEES ORGANISATIONNELLES

Statut juridique :
Temps de travail pour le fonctionnement/entretien du méthaniseur **:**

RETOURS D'EXPERIENCE

Sur les démarches administratives, la construction, la mise en fonctionnement, …

Les points de blocage :
Les points d'appui, ce qui m'a aidé à avancer :
Si c'était à refaire :

TABLE DES ILLUSTRATIONS

Figure 1 : Nombre d'unités de micro-méthanisation par typologie d'intrants en France – annexe 2 : recensement des unités de micro-méthanisation en France – Geres- 2019 7
Figure 2 : Quelques potentiels méthanogènes, source ADEME 12
Figure 3 : Répartition du volume d'intrants traités en tonne par typologie d'unité - base recensement Geres 2019 et sur les données de 40 unités 13
Figure 4 : Répartition des types de valorisation par typologie d'unité - Recensement Geres 2019 ... 15
Figure 5 : Valorisation en cogénération - Répartition des puissances installées sur les unités de micro-méthanisation - Recensement Geres 2019 16
Figure 6 : Impact de la valorisation de la chaleur sur le temps de retour sur investissement, dans le cas d'un investissement de 100 000 € et de taux d'aides variables 17
Figure 7: Intérêts des voies de valorisation de la chaleur issue de la cogénération selon plusieurs critères – ADEME, Chaleur issue de la méthanisation, de réelles opportunités, guide pratique – mai 2016. 38 pages 18
Figure 8 : Caractéristiques techniques des briques AgriGNV® selon le dimensionnement (Petite : 200 000€, Moyenne : 300 000€ et grande 750 000€) 20
Figure 9 : Répartition des technologies de micro-méthanisation - Recensement Geres 2019 21
Figure 10 : Valorisation en cogénération - Répartition des investissements en fonction des puissances installées - Recensement Geres 2019 23
Figure 11 : Valorisation en chaudière - Répartition des investissements - Recensement Geres 2019 24
Figure 12 : GAEC P2MN – 50 kWé – source : Bio4gas 31
Figure 13 : Couverture– source : Nénufar 32
Figure 14: Système de brassage - source : Nénufar 32
Figure 15 : Exemple d'installation en valorisation par cogénération Nénufar - source : Nénufar 33
Figure 16 : Exemple d'unité Bioélectric 34
Figure 17 : Unité SARL le Vernet - source site Certitude Energie méthanisation 35
Figure 18 : GAEC Ker Lan - Source site internet Evalor 36
Figure 19 : Unité de micro-méthanisation ArcBiogaz - source : Arcbiogaz 37
Figure 20: Modèle "Compact" 38
Figure 21: Modèle "Silo tour" 39
Figure 22: Photo de manutention de fumier dans un casier 39
Figure 23: Déchargement d'un silo pente 39
Figure 24 : Exemple unité Agri Select - Agrikomp 41
Figure 25 : Schéma récapitulatif des étapes dans la BioBeeBox – Bee&CO 42
Figure 26 : unité Biobeebox au MIN de Bordeaux 43
Figure 27 : Modélisation d'une unité de micro-méthanisation Tryon - Tryon 45
Figure 28 : Détails de l'unité de méthanisation Micro-Biogaz – Micro-Biogaz 46
Figure 29 : Système Flexibuster - SEaB Energy 47
Figure 30: Unité SEPUR - Ile-de-France - 50 kWé 47
Figure 31 : Puxin - Système de traitement anaérobique automatisé 48
Figure 32 : Puxin - Système de traitement anaérobique conteneurisé 48
Figure 33 : Puxin - Système de digesteur anaérobique transportable 49
Figure 34 : Le digesteur fait 2,05m de long, 1,25m de haut et 1,15m de large 50
Tableau 1 : Unités de micro-méthanisation par pays en Europe 5
Tableau 2: Rubriques ICPE 11
Tableau 3 : Tarif de base - Arrêté du 13 décembre 2016 25
Tableau 4 : Exemples de données économiques unités de miro-méthanisation 26
Tableau 5 : Comparaison des technologies de micro-méthanisation typologie majoritairement agricole 29

Tableau 6 : Caractéristiques de la technologie Bio4Gas....30
Tableau 7 : Caractéristiques de la technologie Nénufar 31
Tableau 8 : Caractéristiques de la technologie Bioélectric 33
Tableau 9: Bioélectic - exemples d'investissement par puissance 34
Tableau 10 : Caractéristiques de la technologie Valotech Energies 35
Tableau 11 : Caractéristiques de la technologie Evalor....36
Tableau 12 : Caractéristiques de la technologie Arcbiogaz....37
Tableau 13 : Caractéristiques de la technologie Enerpro....38
Tableau 14 : Caractéristiques de la technologie Agrikomp 40
Tableau 15 : Tableau 14 : Comparaison des offres de technologies de valorisation des biodéchets, de résidus de d'industrie agro-alimentaire, de biodéchets GMS ou d'effluents agricoles 41
Tableau 16 : Caractéristiques de la technologie BioBeeBox....42
Tableau 17 : Gamme BioBeeBox 43
Tableau 18 : Caractéristiques de la technologie Tryon....44
Tableau 19 : Caractéristiques de la technologie Micro-Biogaz 45
Tableau 20 : Caractéristiques de la technologie SEaB energy....46
Tableau 21 : Caractéristiques de la technologie Puxin 48
Tableau 22 : Puxin - Quantité d'intrants valorisés et volume de biogaz produit 48
Tableau 23 : Caractéristiques de la technologie Homebiogas 49
Tableau 24 : Interviews réalisées pour l'étude sur la micro-méthanisation 70

Le consortium METHA'SYNERGIE réunit l'ensemble des acteurs institutionnels et professionnels de la région : la direction régionale de l'Ademe, la Région Sud Provence-Alpes-Côte d'Azur, la DREAL Provence-Alpes-Côte d'Azur, GRTgaz, GRDF, les chambres d'Agriculture et le Geres.

L'accompagnement porté par Métha'Synergie a pour objectif :

- *de soutenir les porteurs de projet à travers la réalisation d'études d'opportunités et la recherche de financement*
- *de développer la filière notamment en mettant à disposition des outils pratiques (cartographie des potentiels de la région, cahier des charges de faisabilité, etc) ou en proposant des formations*
- *de créer du lien entre les acteurs de la filière afin de faciliter la diffusion d'information auprès des porteurs de projet, notamment en organisant des visites d'unités déjà en fonctionnement*
- *d'innover en identifiant et améliorant les connaissances des nouvelles filières de valorisation*

Le consortium apporte un soutien aux porteurs de projets qui souhaitent s'engager dans un projet de méthanisation de leurs matières organiques résiduelles.

Votre **soutien**
à la méthanisation en région
PROVENCE-ALPES-COTE d'AZUR