



La méthanisation : une source d'énergie renouvelable issue de nos territoires pour un développement durable

Daniel-Éric MARCHAND

Membre de l'Académie d'agriculture de France.

Manuscrit révisé le 8 avril 2017 - Publié le 23 avril 2017

Résumé : La méthanisation répond à deux objectifs : elle constitue une source d'énergie renouvelable qui s'inscrit parfaitement dans la Loi de Transition Energétique et elle est une filière alternative au traitement des déchets organiques notamment d'origine agricole et agro-industrielle, voie préférée par la France qui a écarté l'utilisation de plantes de grandes cultures pour la production de biogaz, contrairement à l'Allemagne, leader européen.

Découverte suite à la mise en évidence de l'inflammabilité des gaz de marais par A. VOLTA en 1776, elle permet, via une fermentation anaérobie, la production d'un biogaz composé en majorité de méthane. Ce méthane peut être utilisé soit dans un moteur de cogénération pour produire de la chaleur et de l'électricité, soit épuré et injecté dans un réseau de gaz naturel. De la fermentation, on retire un digestat qui, selon la qualité des intrants traités, peut servir d'engrais et être épandu sur les terres agricoles.

Simple dans son principe, elle n'en est pas moins complexe à mettre en œuvre sur le plan industriel pour plusieurs raisons :

- C'est une technologie qui, soumise à la réglementation des installations classées du fait des produits qu'elle véhicule, nécessite des autorisations administratives pour être mise en œuvre, souvent longues et difficiles à obtenir.
- Mal connue du grand public, elle suscite des craintes auprès des populations avoisinant les installations et donc des problèmes d'acceptabilité.
- Les investissements nécessaires au bon fonctionnement des installations sont coûteux, et ceux des raccordements aux réseaux publics (électricité ou gaz) peuvent s'avérer prohibitifs notamment pour des raisons d'éloignement.
- Liée à des contrats longue durée (entre 15 et 20 ans) de rachat d'électricité ou de gaz à des tarifs fixés par l'État, la rentabilité d'un grand nombre d'installations reste aujourd'hui précaire malgré des subventions d'investissement nationales ou régionales indispensables.
- Le prix des intrants, leur pouvoir méthanogène et la pérennité de leur approvisionnement, la gestion du digestat, la valorisation de la chaleur pas toujours garantie, sont des facteurs susceptibles de peser également sur la rentabilité.

Malgré toutes ces difficultés, on constate depuis 2015, grâce notamment à un réajustement des tarifs de rachat, une augmentation sensible du nombre d'installations, notamment du type agricole ou "à la ferme" ; celles-ci semblent, de par leur taille petite ou moyenne, permettre d'atteindre un équilibre économique acceptable pour leurs exploitants, alors que les plus grosses installations doivent faire face à des contraintes supplémentaires, notamment en matière d'approvisionnement.

La méthanisation est, avec les biocarburants, une source d'énergie renouvelable issue de la biomasse qui participe à la réalisation des objectifs de la Loi de Transition Energétique votée en 2015. Les pouvoirs publics, qui avaient fixé des objectifs ambitieux pour le développement de cette technologie (1 000 méthaniseurs en 2020), loin d'être atteints à ce jour (environ 450 à fin 2016), ont décidé des aménagements tarifaires en 2015, puis fin 2016, puis des assouplissements réglementaires pour permettre un développement accéléré de cette filière qui présente un double intérêt énergétique et environnemental tout en permettant aux agriculteurs de diversifier leurs activités.

Mots clés : biogaz, bioGNV, méthanisation, traitement des déchets organiques.

Abstract : Methanization process has two goals : it allows treatment of organic waste and effluents from agriculture and agroindustry, and it produces biogas, an entirely renewable source of energy.

Detected by A. VOLTA in 1776 from swamp gas, methanization is an anaerobic digestion process which produces principally methane and some other gas. Methane can be used in a cogeneration unit to produce electricity and heat. After purification, methane can also be sent to a natural gas network.

From the digestion reactor, a digestate (mud) is removed and can be used as fertilizer.

Methanization process is a simple concept, but not easy to implement at industrially scale for several reasons :

- This technology is subjected to special security rules and to administrative permits to be runned, difficult to obtain quickly.
- Often not well known by inhabitants living around a project, this process can worry people and creates problems of acceptability.
- Investments are generally heavy and the cost to link an installation to public network (electricity or gas) is very expensive.
- In spite of subsidies from public organisms and a buying back tariff for electricity or gas guaranteed on 15 to 20 years period, the methanization unit profitability is still precarious.
- Many other factors, like waste feed price, digestate and heat valorization, can have an effect on profitability.

In spite of these difficulties, the number of methanization units in France has been significantly growing since 2015, especially with small or middle size farm units. It seems easier to reach a profitability with this type of unit. Buying back tariff increase obtained at the end of 2016 from the French government, has surely helped this growth.

Methanization, as biofuels, is a source of energy from biomass. French government has decided to promote development of methanization in order to reach 1 000 units in 2020 and increase renewable energy production. This is also an environmental way to treating organic waste from agriculture and agroindustry.

Key words : biogas, bioGNV, methanization, organic waste treatment.

SOMMAIRE

1. Historique et définition
2. Un procédé simple dans son principe, mais complexe dans sa mise en œuvre
 - 2.1 - Le double intérêt de la méthanisation
 - 2.2 - Deux sources principales de production du biogaz
 - 2.3 - Coexistence en France de 4 grandes filières d'installations à digesteurs
 - 2.4 - Trois voies de valorisation du biogaz : la cogénération (électricité et chaleur), le biométhane pour le réseau (local ou GRDF), le bioGNV pour les transports (flottes et particuliers)
3. Une dynamique dépendante du soutien public
 - 3.1- La réglementation en vigueur
 - 3.2 - Les soutiens publics nationaux ou régionaux
4. Malgré un gros potentiel, le marché français de la méthanisation peine à décoller
 - 4.1 - Etat des lieux
 - 4.2 - Les perspectives à l'horizon 2030
5. Une multitude d'acteurs impliqués dans la filière méthanisation en France
6. Principaux atouts et freins de la méthanisation de la filière agricole et territoriale
 - 6.1 - Les principaux atouts
 - 6.2 - Mais de nombreux freins

1) Historique et définition

La méthanisation est le résultat d'un processus naturel : en se dégradant, une matière biologique privée d'oxygène libère des gaz (méthane, dioxyde de carbone, vapeur d'eau ainsi que d'autres gaz).

La méthanisation, ou fermentation méthanique, transforme la matière organique en compost, méthane et gaz carbonique par un écosystème microbien complexe fonctionnant en anaérobie. La méthanisation permet d'éliminer la pollution organique tout en consommant peu d'énergie, en produisant peu de boues et en générant une énergie renouvelable : le biogaz.

La découverte de la méthanisation remonte à 1776 lorsque Alessandro VOLTA (inventeur de la pile voltaïque) mit en évidence l'inflammabilité des gaz de marais. Un peu plus tard (1787), notre confrère Antoine Laurent de LAVOISIER lui donne le nom de "gas hydrogenium carbonatrum" mais le terme de "méthane" ne fut proposé qu'en 1865 et confirmé en 1892 par un congrès international de nomenclature chimique. Pendant ce temps, la présence de ce gaz est mise en évidence dans d'autres milieux (dont le fumier) et son origine est attribuée à l'activité microbienne.

Au début du XX^{ème} siècle, la première installation produisant du méthane voit le jour à Exeter en Grande-Bretagne, elle permet l'éclairage des rues de la ville. Les développements modernes de la méthanisation sont issus des travaux de l'allemand Karl IMHOFF (début du XX^{ème} siècle) sur les boues urbaines et des professeurs Marcel ISMAN et Léon DUCCELLIER sur les rejets d'élevages à l'Ecole d'Agriculture d'Alger dans les années 1940.

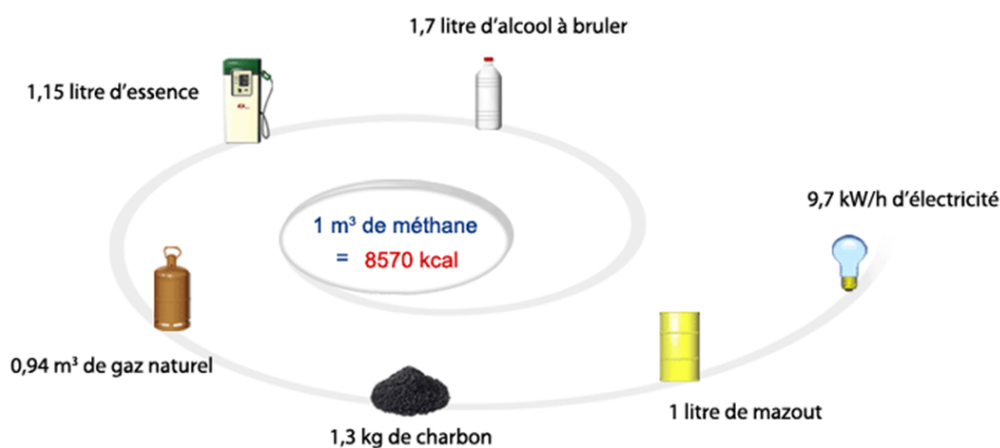
2) Un procédé simple dans son principe, mais complexe dans sa mise en œuvre

"La méthanisation a pour mérite d'être simultanément une filière de production d'énergie renouvelable et une filière alternative de traitement des déchets organiques » (Source : Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie).

2.1 - Le double Intérêt de la méthanisation

Le biogaz est une source d'énergie renouvelable que l'on peut obtenir à partir du traitement de matières organiques en général, mais que l'on produit en France essentiellement à partir de déchets organiques, notre pays ayant résolument pris cette option pour ne pas favoriser l'occupation de terres au profit de cultures uniquement destinées à la méthanisation.

Le méthane, représentant 55 à 85% du volume de biogaz produit, est utilisable comme énergie : ainsi 1m³ de méthane (soit 8 570 kcal) est l'équivalent d'un litre de mazout (cf. Figure ci-dessous).



Les déchets organiques dont ce biogaz est issu sont généralement d'origine agro-industrielle (abattoirs, caves vinicoles, laiteries, fromageries...), agricole (déjections animales, résidus de récolte, eaux de salle de traite...) et municipale (tontes de gazon, fraction fermentescible des ordures ménagères, boues et graisses de station d'épuration...).

Hormis le méthane (CH₄), le biogaz est composé de 25 à 45 % de dioxyde de carbone (CO₂), de 2 à 7% de vapeur d'eau et pour 0,5% d'autres gaz (N₂, H₂, O₂, H₂S), mais seul le méthane produit substantiellement de l'énergie.

Le potentiel méthanogène est variable selon les substrats. Celui des effluents d'élevage est plutôt faible, tandis que celui de la biomasse est élevé.

À titre d'exemple, le potentiel méthanogène du lisier de porc est de 12 m³ de CH₄ par tonne de matière brute, tandis que celui des résidus de céréales est de 300 m³. Le fumier et le lisier ont également leur rôle en ensemençant le digesteur avec les bactéries qui produisent le biogaz et jouent un rôle dans la régulation du pH. Selon la fédération allemande des matières premières renouvelables, celui du maïs ensilage est de 170-200 m³, niveau plus élevé que sur la figure présentée ci-après¹.

Par ailleurs, les potentiels méthanogènes des différents gisements ne s'additionnent pas forcément, d'où la nécessité de définir avec soin les mélanges les plus adaptés à la production de biogaz, facteur important dans la construction de la rentabilité d'un projet.

Potentiel méthanogène de différents substrats

Nature du substrat	Potentiel méthanogène (en m ³ de CH ₄ par tonne de matière brute)
Lisier de porc	12
Fientes de volaille	60
Pelouse (déchets de tonte)	123
Graisse d'abattoir	186
Graisses usagées	250
Résidus de céréales	300
Tourteau de colza	350

Source : AILE, Solagro, Ademe, Trame, *La méthanisation à la ferme*, août 2006

■ déchets agricoles ■ déchets d'IAA ■ déchets de collectivités

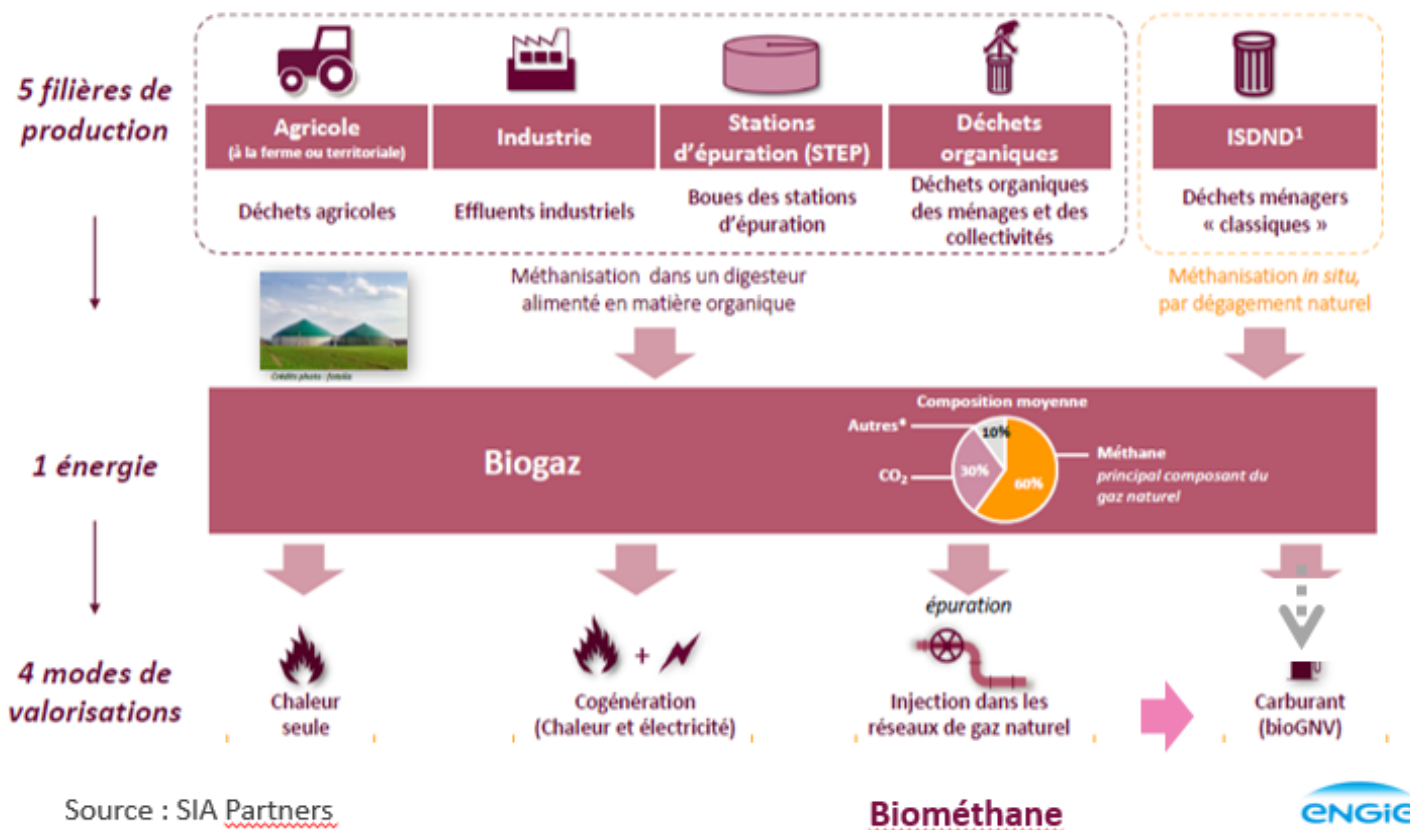
L'association des effluents à faible pouvoir méthanogène, mais apportant des bactéries (principalement les effluents d'élevage), avec des résidus de cultures ou d'industries à meilleur potentiel méthanogène constitue une solution répandue pour optimiser le rendement du substrat.

Le procédé conduit également à la production d'un co-produit, le **digestat**, doté de propriétés fertilisantes.

Ce digestat, notamment lorsque le substrat est un bio-déchet, doit être hygiénisé, c'est-à-dire passé à la vapeur, afin d'éliminer toute source pathogène potentielle. Les Allemands n'ont en général pas à effectuer cette étape, car ils utilisent une matière noble, le maïs.

¹ La méthanisation à la ferme – Guide pratique pour les projets d'une puissance électrique inférieure à 500 KWe, septembre 2011, Ademe - Solagro - Aile - Trame

2.2 - Deux sources principales de production du biogaz : les digesteurs et les ISDND²



La filière biogaz s'articule autour de deux grandes sources production (source Observ'ER 2012) :

- La première est celle des sites possédant un **digesteur anaérobie** (voir encadré page suivante) : une cuve fermée et étanche, isolée thermiquement, dans laquelle la dégradation des composés organiques des déchets traités va s'opérer. On parle alors d'**unités de méthanisation**. Les principaux utilisateurs sont les stations d'épuration industrielles, les stations d'épuration urbaines traitant les eaux usées (STEP), les acteurs du monde agricole et les sites de méthanisation d'ordures ménagères dont la partie organique a été triée (UMOM).
- La seconde est celle des décharges qui captent le biogaz naturellement généré par la dégradation des déchets organiques opérée à l'intérieur des fosses d'enfouissement (ISDND). Dans ce cas, il n'y a pas de digesteur intervenant dans le processus.

2.3 - Coexistence en France de 4 grandes filières d'installations à digesteurs

La filière méthanisation en France repose essentiellement sur l'utilisation de déchets. Au-delà des installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND), dont le potentiel de valorisation reste encore largement sous-exploité, les installations de méthanisation opèrent via des digesteurs.

➤ La filière de valorisation des ordures ménagères

Le biogaz issu des unités de méthanisation des ordures ménagères (UMOM) représente 5 % de la production nationale. La puissance électrique installée moyenne est de 2,1 MW.

L'objectif est avant tout de traiter les déchets. La méthanisation est choisie car elle permet de produire d'une part du compost et d'autre part de l'énergie, l'électricité vendue permettant de

² ISDND : Installation de Stockage de Déchets Non Dangereux

Les différents procédés de méthanisation en digesteur

La méthanisation est un processus endothermique qui se déroule en enceinte fermée (appelée digesteur, fermenteur, ou réacteur) généralement calorifugée afin d'y maintenir une température constante. On estime que près de 1/3 de l'énergie primaire produite par le biogaz est utilisée pour réchauffer et maintenir en température le digesteur.

➤ Les procédés se distinguent principalement par la teneur en matière sèche de leurs intrants :

- **Les procédés à voie humide** (< 15% de Matière Sèche) : on retrouve ces types de procédé pour les effluents dits liquides (boues, lisiers, ...). Ils peuvent être utilisés pour les déchets solides nécessitant alors une dilution des déchets solides.
- **Les procédés à voie sèche** (Matière Sèche entre 15% et 40%). Les procédés en voie sèche ont surtout été développés pour traiter les déchets solides. Ces procédés nécessitent un volume moindre (substrat concentré) mais une bonne maîtrise de la circulation de la matière (pompage et brassage).

➤ Par la température de réaction :

- **La digestion anaérobie mésophile** (température moyenne de 35°C ; temps de séjour moyen de 3 semaines).
- **La digestion anaérobie thermophile** (température moyenne de 55 à 60°C ; temps de séjour moyen réduit, de 10 à 15 jours).

➤ Et selon les modes d'alimentation et d'extraction des déchets

- **Les procédés continus** : l'alimentation et la vidange du digesteur se font en permanence avec une quantité entrante équivalente à celle sortante. Ils sont bien adaptés au traitement des déchets liquides. Ce sont les plus fréquents car ce sont aussi les moins exigeants en maintenance. La technologie éprouvée en Allemagne sur des milliers de sites doit cependant s'adapter en France pour faire face à des intrants généralement moins homogènes.
- **Les procédés discontinus**, dits « batch » : les digesteurs sont remplis puis vidés séquentiellement lorsque la production de biogaz chute ou devient nulle. Utilisée surtout en voie sèche, cette technologie est encore peu répandue et s'adresse plutôt à des petites capacités à la ferme.
- **Les procédés semi-continus** : le digesteur est progressivement rempli par des charges successives convenablement réparties dans le temps. La vidange est réalisée lorsque le volume utile du digesteur est atteint et que la production de biogaz n'est plus suffisante.

➤ La filière de valorisation des boues de stations d'épuration

Ce type de traitement des effluents urbains s'est surtout développé dans les années 1975 à 1985, suite à l'augmentation du coût de l'énergie. À ce jour, 88 installations produisent environ 10% de la production nationale de biogaz et 26 d'entre elles produisent de l'électricité. La puissance électrique installée est en moyenne de l'ordre de 1 MW et leur puissance installée totale représente 6% de celle de la filière méthanisation.

L'objectif premier est le traitement des effluents. La digestion permet la réduction de la masse des boues, tout en produisant plus d'énergie qu'elle n'en consomme. Le digestat peut être valorisé en agriculture comme fertilisant. Cependant la méthanisation des boues d'épuration reste un cas à part de celui des autres déchets et avec des objectifs autres que la production d'énergie verte. D'après l'IRSTEA, 75 % des exploitants présentent la réduction de la quantité de matière sèche comme le principal avantage de la méthanisation.

Le secteur est fortement concentré, partagé entre les trois grands opérateurs du traitement des eaux, Suez, Veolia et Saur.

réduire les coûts de fonctionnement de l'installation et la chaleur produite de réduire les consommations en énergies fossiles. Ce type d'installation pourra à l'avenir produire également du biométhane valorisable en injection dans le réseau GRDF ou en carburant, notamment pour les flottes de bennes à ordures desservant les sites.

Cette filière nécessite une étape de tri pour sélectionner les déchets pouvant être recyclés ou valorisés. Elle est encore peu utilisée mais se développe, sous l'impulsion du Grenelle de l'Environnement (décret N° 2011-828 du 11 juillet 2011) qui impose des objectifs de valorisation de la matière organique des déchets fixés à 35% en 2012 puis 45 % de recyclage des ordures ménagères depuis 2015.

➤ La filière de valorisation des déchets industriels

Cette filière de valorisation concerne essentiellement les déchets agroalimentaires et agro-industriels.

À la fin des années 70, le secteur industriel fut le premier à développer la méthanisation pour le traitement de ses déchets. Aujourd'hui le segment évolue peu et seuls 4 nouveaux sites étaient en construction en 2012. La filière industrielle représente 6 % de la production nationale.

La majorité des installations sont relativement anciennes, avec pour démarche initiale le seul traitement de la charge polluante des déchets de manière à respecter la réglementation environnementale, et le biogaz y est souvent peu valorisé. Certains industriels sont intéressés par la production d'énergie et de chaleur générée, essentiellement en circuit fermé. Seuls 4 sites sur les 80 opérationnels produisent de l'électricité. Le gros du potentiel de la filière se situe dans l'amélioration de l'efficacité énergétique des sites existants.

La puissance installée des méthaniseurs est comprise entre 200 kW et 1 MW, pour une moyenne de 440 kW.

➤ La filière de valorisation agricole et territoriale

Cette filière dispose aujourd'hui de 270 installations, dont 232 dites « à la ferme », qui cumulent 25% de la puissance nationale installée en matière de production d'énergie électrique à partir de biogaz, et reste celle qui dispose du plus fort potentiel de développement.

Ces installations, dont la puissance moyenne est inférieure à 0,5 MW, traitent souvent un mélange de déchets d'origines différentes en co-digestion (déchets de collectivités, agricoles, agroalimentaires).

Il faut distinguer deux types d'installation :

- Des installations de type collectif ou territorial, parfois au travers de projets portés par des coopératives qui visent la récupération des digestats pour les valoriser en tant qu'amendements. Dans ces installations, l'approvisionnement est multi-sources et des contrats d'intrants sont négociés auprès de sites agricoles et/ou industriels et/ou de collectivités locales avec plusieurs fournisseurs de matières organiques différentes. La méthanisation se fait généralement par voie liquide et les puissances installées sont comprises entre 0,5 MW et 2 MW.
- Des petites installations dites « à la ferme » (puissance installée très diverse en fonction des configurations locales comprise entre 30 kW et 600 kW) gérées en autonomie par un agriculteur ou un groupement d'agriculteurs. Le digestat est réutilisé pour amender les terres et la chaleur pour chauffer des serres, des séchoirs à grain ou des bâtiments d'élevage.

Mode de valorisation des différents gisements

Sources : ATEE 2011

Types de gisement	Énergie électrique seule	Énergie thermique seule	Cogénération avec autoconsommation de la chaleur	Cogénération avec usage externe de la chaleur
Biogaz de décharge	Valorisation principale	Valorisation complémentaire		
Stations d'épuration industrielles		Valorisation principale	Valorisation complémentaire	
Stations d'épuration urbaines			Valorisation principale	Valorisation complémentaire
Méthanisation de déchets ménagers			Valorisation complémentaire	Valorisation principale
Biogaz agricole		Valorisation complémentaire	Valorisation principale	

➤ Récapitulatif

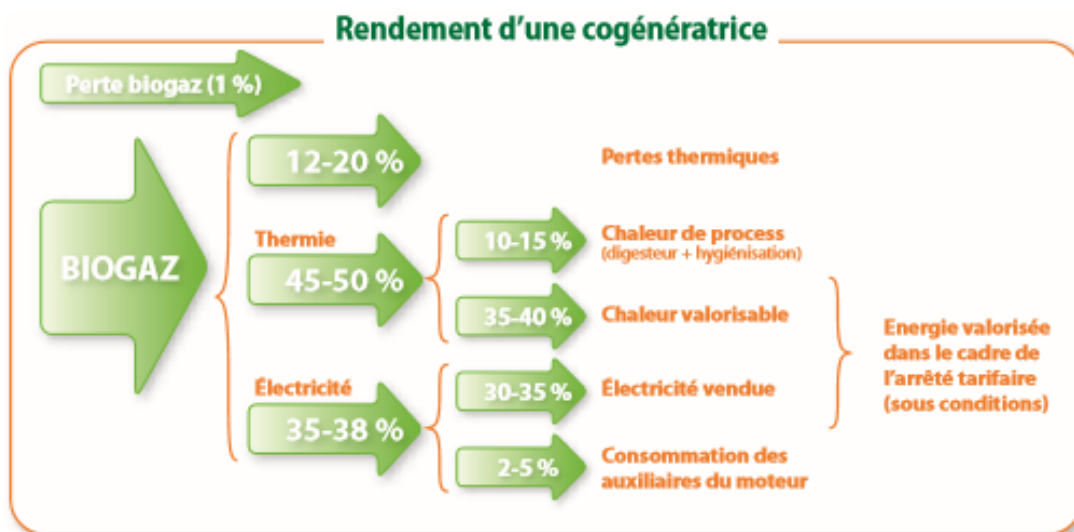
2.4 - Trois voies de valorisation du biogaz : la cogénération (électricité et chaleur), le biométhane pour le réseau (local ou GRDF), le bioGNV³ pour les transports (flottes et particuliers)

Le « biogaz » produit peut être momentanément stocké puis valorisé pour produire de l'énergie (électricité) et de la chaleur ou être épuré afin de pouvoir être injecté dans le réseau de gaz naturel.

- **La cogénération** : le gaz produit part alimenter un moteur gaz ou diesel, qui entraîne une génératrice de courant électrique (alternateur). Le processus conduit à une production d'électricité et de chaleur. La première est utilisée en circuit fermé ou plus généralement remise dans le réseau et vendue à EDF. L'enjeu est d'utiliser la seconde, soit en circuit fermé

soit en circuit ouvert. La méthanisation par cogénération produit *grosso modo* pour moitié de la chaleur et pour moitié de l'électricité.

Le rendement électrique est meilleur avec un moteur diesel qu'avec un moteur gaz, particulièrement pour les petites puissances, mais les coûts de



fonctionnement, non négligeables, sont plus importants.

- **L'injection de biométhane dans le réseau gazier.** Ce procédé est autorisé depuis octobre 2011. Pour cela, il est nécessaire de purifier le biogaz produit pour n'injecter que le biométhane. Cette étape d'épuration est effectuée au travers d'une série de traitements qui éliminent le CO₂, le soufre, les siloxanes⁴, les composés azotés... contenus dans le biogaz. Au final, le gaz obtenu est très concentré, composé à 98 % de méthane. Le procédé de purification est coûteux⁵ et administrativement compliqué.

Deux voies d'alimentation sont possibles :

- **Alimentation d'un réseau de consommation de proximité**, composé de petits tuyaux et faible pression (3 bars). L'injection de biométhane n'est possible que lorsqu'un consommateur final tire à l'autre bout de la chaîne. Pour que cela puisse fonctionner, les tuyaux ne doivent pas être trop éloignés du site de production (< 200 m) et il faut que la consommation soit régulière dans l'année, ce qui ne peut convenir au chauffage urbain.

³ BioGNV : BioGAZ Naturel pour Véhicules

⁴ Les siloxanes sont des composés organiques dérivés du silicone. Ils sont ajoutés à de nombreux produits de soin à la personne et sont présents dans presque tous les biogaz (entre 20 et 250 mg/m³) mais ils détériorent les moteurs et les chaudières

⁵ Il faut compter un surcoût de l'investissement de 60%, mais le coût de maintenance est moindre qu'en cogénération

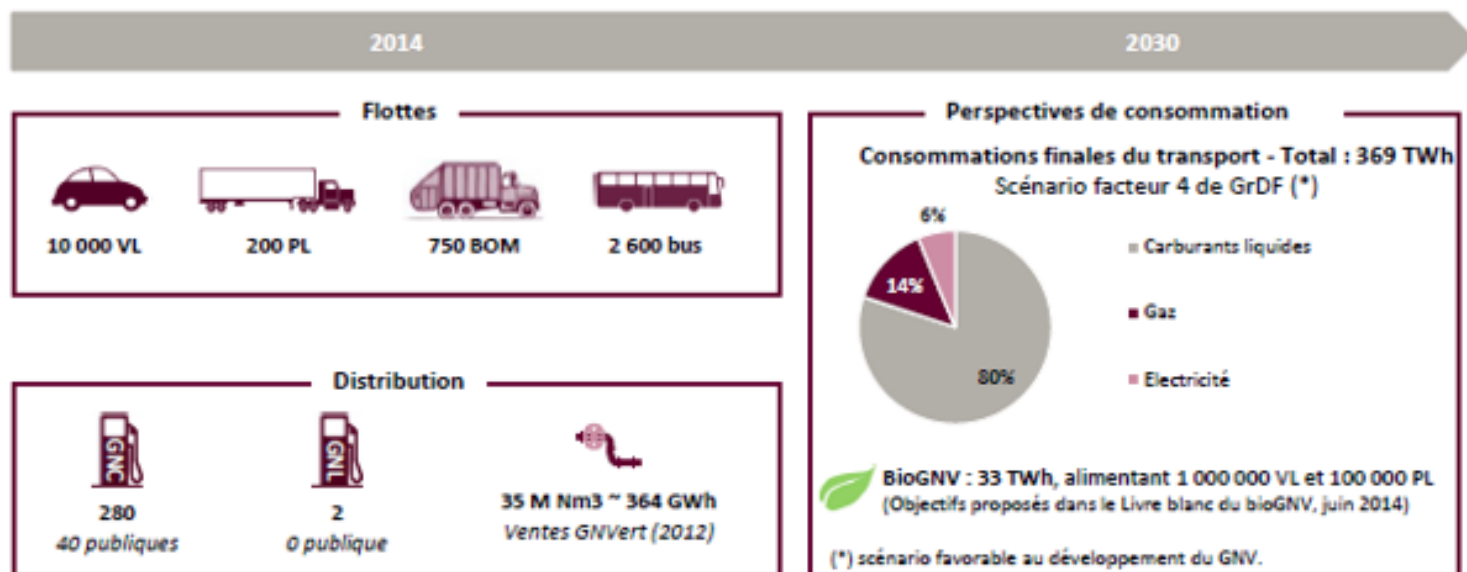
Beaucoup de sites n'injectent rien dans les réseaux quand vient l'été et que la consommation de gaz est à son creux. "Beaucoup de producteurs ont intérêt à combler ce créneau par de la cogénération", selon l'ADEME.

- **Alimentation des gros réseaux de distribution GRDF**, qui nécessite la mise sous pression préalable du méthane (30-40 bars). Or, la compression en amont est un procédé onéreux. Cette voie est encore peu exploitée en France aujourd'hui mais se développe peu à peu.

Pourtant récente, l'injection de biométhane a connu une dynamique importante en 2015, notamment grâce à la mobilisation d'effluents agricoles. En effet, l'Observatoire du biométhane, paru en avril 2016, fait apparaître 19 sites injectant du biométhane au mois de mars 2016, dont onze ont été inaugurés en 2015.

Autorisée depuis seulement 2011, l'injection offre désormais une capacité de 270 GWh/an, mais seulement 82 GWh ont été injectés en 2015 compte tenu d'une consommation saisonnière. 14 des 19 installations utilisent des effluents produits dans les élevages du pays et toutes injectent dans le réseau de distribution (GRDF) sauf une qui alimente un réseau de transport. Selon cet observatoire, la tendance devrait se maintenir d'ici à 2020, voire s'accroître, notamment grâce au développement de la demande en GNV carburant. À la fin de 2015, 600 demandes d'études étaient déposées.

- **Le BioGNV, ou encore biométhane carburant, pour les transports** (flottes ou particuliers). Au niveau des usages, le BioGNV, carburant vert produit par épuration du biogaz, représente une alternative d'avenir en complément de la mobilité électrique. Le BioGNV est un carburant qui, outre son bilan carbone neutre, émet beaucoup moins d'oxyde d'azote et de particules fines que le diesel. La production de BioGNV, utilisé localement comme carburant pour des flottes locales ou régionales de véhicules (bus, bennes à ordures ménagères, camions de transporteurs régionaux) permettra de mettre en œuvre de nombreuses « boucles locales » dans le cadre de l'économie circulaire.



Analyse Sia Partners d'après données consolidées GNVert, ATEE Club biogaz, GRDF

Selon GRDF, le GNV pourrait représenter 14% de l'énergie consommée dans les transports en 2030 (figure ci-dessus). Les collectivités territoriales sont très intéressées, notamment au regard des performances environnementales de ce carburant.

3) Une dynamique dépendante du soutien public

Le développement de la filière méthanisation est favorisé par un double phénomène :

- Un ensemble de politiques gouvernementales et européennes volontaristes,
- L'augmentation de la pression réglementaire sur les producteurs et les stockeurs de déchets organiques.

3.1 - La réglementation en vigueur

→ Les premiers tarifs de rachat pour l'électricité produite à partir de biogaz furent proposés par l'État en 2001 et 2002.

Devant l'insuffisance de ces premiers tarifs, une première hausse des tarifs de rachat d'électricité arrive en 2006.

→ Au plan européen, la directive de 2009, relative à la promotion des énergies renouvelables (EnR), dite **Directive EnR**, fixe l'objectif de 20 % d'EnR dans la consommation énergétique totale européenne à l'horizon 2020. En France, le taux est alors fixé à 23 %. Le biogaz fait partie des sources d'énergie renouvelables qui peuvent contribuer à atteindre cet objectif.

Concernant le biogaz, la trajectoire définie dans le **plan national d'action en faveur des énergies renouvelables** remis à la Commission européenne en août 2010 prévoit, entre 2005 et 2020, de multiplier par sept la production d'électricité pour la porter de 480 à 3 700 GWh/an issue du biogaz (ce qui correspond à une puissance installée globale de 625 MWe) et par six la production de chaleur pour la porter à 555 ktep/an, soit 8 000 GWh d'énergie primaire/an.

Ce plan s'appuie notamment sur les arrêtés de mai 2011 qui revalorisent les tarifs de rachat d'électricité et prévoient la possibilité d'injection du méthane épuré dans les réseaux de GRDF et l'utilisation comme carburant du bioGNV dans les véhicules GNV existants (voiture, bus, poids lourds...)

En revanche, il n'y a pas de cadre ni de règle pour la chaleur, les déchets et le digestat.

→ Par ailleurs, la mise en place du **plan de performance énergétique des exploitations agricoles** par le Ministère de l'Agriculture en 2009 est à l'origine du développement du biogaz agricole. Ce plan proposait d'*"accroître la maîtrise énergétique des exploitations afin d'atteindre un taux de 30 % d'exploitations agricoles à faible dépendance énergétique d'ici 2013"* (Loi Grenelle 1, article 31).

→ Enfin, autre coup de pouce au développement de l'activité, selon le décret du 11 juillet 2011, les industriels de l'agroalimentaire, les restaurants et les grandes surfaces doivent désormais séparer la partie alimentaire du reste de leurs déchets et l'envoyer vers une filière organique (compostage) ou énergétique. La loi prévoit que, depuis le 15 janvier 2012 et progressivement jusqu'au 1^{er} janvier 2016, les producteurs ou détenteurs de biodéchets seront tenus d'en assurer le traitement différencié.

En cas de stockage de déchets, une TGAP (taxe générale sur les activités polluantes) croissante dans le temps est mise en place. Les industriels qui livrent leurs déchets organiques aux unités territoriales de méthanisation peuvent minorer leur TGAP.

La valorisation des biodéchets, un nouveau métier : désemballeur/déconditionneur

Le recyclage de matière organique de déchets ménagers est devenu obligatoire depuis 2012, conformément à la Directive européenne décharge 1999/31/CE du 26/04/1999 et au décret 2011-828 du 11 juillet 2011 du Grenelle de l'Environnement. L'article 204 de la loi Grenelle II précise en effet que " *les personnes qui produisent des quantités importantes de déchets composés majoritairement de biodéchets sont tenues d'en assurer le tri à la source en vue de leur valorisation dès le 1^{er} janvier 2012* ".

L'obligation s'impose à toute activité générant des biodéchets et selon la quantité générée. Cette dernière, qui constitue la référence de l'obligation est diminuée chaque année depuis 2012 (voir tableau ci-dessous), ce qui fait croître le nombre de personnes soumises à l'obligation.

Date	Biodéchets (tonnes / an)	Huiles alimentaires usagées (litres / an)
2012	120	1500
2013	80	600
2014	40	300
2015	20	150
2016	10	60

Cette contrainte a conduit les spécialistes du traitement de déchets à trouver des solutions pour retraiter les déchets issus de l'agroalimentaire, de la grande distribution et de la restauration. Il faut organiser la filière, le ramassage et le déemballage des produits retirés du marché par les supermarchés (par exemple boîtes de conserve, pots de yaourt, barquettes, briques en carton, etc.). La société VEOLIA a mis au point à cette fin un outil spécialisé : Il s'agit d'une vis sans fin qui alimente en biodéchets une presse extrudeuse exerçant une compression afin de déconditionner les produits. L'emballage est séparé sous l'effet d'une pression de 250 bars, et le mix organique est récupéré, puis valorisé par le biais du compostage ou de la méthanisation.

3.2 - Les soutiens publics nationaux ou régionaux

Jusqu'à présent, deux types d'aides financières publiques cumulables existent :

- Un soutien en amont du projet (étude) et à l'investissement grâce à un mécanisme de subventions régionales et d'aides diverses (collectivités territoriales, ADEME, Fonds chaleur, Fonds déchets, FEDER, Ministère de l'Agriculture...)
- Un soutien à la production tout au long de la vie de l'installation (contrat de quinze ans) grâce à un mécanisme d'achat de l'énergie produite (électricité, biométhane) à des tarifs subventionnés.

➤ *La tarification de l'électricité : une garantie de stabilité du prix d'achat sur 15 ans*

Le tarif d'obligation d'achat de l'électricité produite à partir de biogaz a été défini dans l'arrêté du 19 mai 2011. Ce dernier a revalorisé le tarif d'environ 20 % par rapport à la grille en vigueur entre 2006 et 2011.

Dans le cadre de la directive européenne de 2009 dite **Directive EnR**, relative à la promotion des énergies renouvelables, qui fixe un objectif de 20 % d'EnR (Energies Renouvelables) dans la consommation énergétique totale européenne à l'horizon 2020, la France, (qui s'est fixé cet

objectif pour elle à 23 %) a dans le cadre du Grenelle II de l'environnement, puis plus récemment via la Loi de Transition Énergétique adoptée le 26 mai 2015, s'est fixé d'autres objectifs plus ambitieux :

- Atteindre en 2030 une proportion de 32% d'énergies renouvelables dans le mix énergétique de la consommation nationale tout en plafonnant la production d'électricité nucléaire au niveau actuel et en ramenant sa part de 75% à 50% en 2025.
- Réduire la consommation d'énergie de 20% en 2030 et de 50% en 2050.

Pour atteindre une partie de ces objectifs, dès 2013, le Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer (MEEM) a mis en place un plan EMEA (Energie Méthanisation Autonomie Azote) qui vise "*à faire émerger et soutenir le développement de 1 000 méthaniseurs à la ferme d'ici à 2020 et améliorer la gestion des effluents azotés produits par l'agriculture (notamment grâce à la valorisation des digestats issus de la méthanisation) et à diminuer le recours aux engrais synthétiques par les agriculteurs*" (voir l'encadré page suivante).

En outre, le MEEM a procédé en 2014 et 2015 :

- à des simplifications administratives en vue de diminuer le nombre d'installations soumises à autorisation, en relevant le seuil du régime d'autorisation de 50 t/j à 60 t/j d'intrants (ICPE 2781-1).
- a autorisé l'injection du biométhane issu des boues de STEP.
- a généralisé l'autorisation unique à partir du 1^{er} novembre 2015
- a mis en place l'exonération permanente de taxe foncière sur les propriétés bâties et de CFE pour les installations agricoles.
- et a enfin revalorisé les tarifs de rachat de l'électricité (arrêté du 1^{er} novembre 2015) pour répondre en partie aux demandes exprimées ces derniers mois par les agriculteurs méthaniseurs et par les professionnels de la filière.

Concrètement, le nouveau tarif est de 18 c€/kWh pour les installations de puissance inférieure ou égale à 80 kW, auquel il faut ajouter 4 c€/kWh maximum de prime. Ce tarif passe à 16,5 c€/kWh pour les installations de puissance supérieure ou égale à 300 kW, auquel peut être ajouté le même niveau de prime. Au-delà de 500 kW, on rentre dans une procédure d'appel d'offres.

L'arrêté précise que les tarifs intermédiaires sont déterminés par interpolation linéaire. Les bénéficiaires sont les exploitations "bénéficiant au 1^{er} novembre 2015 d'un contrat d'achat en application de l'arrêté du 19 mai 2011 ou du 10 juillet 2006". Les installations en projet dont les dossiers complets ont été déposés avant le 15 octobre 2015 peuvent bénéficier de ce nouveau tarif.

À ce tarif de base, une **prime pour le traitement des effluents d'élevage** permet d'ajouter 4c€/kWh si le substrat contient au moins 60 % d'effluents d'élevage.

La **prime complémentaire d'efficacité énergétique** qui était versée dans le tarif précédent en fonction de l'utilisation faite de la chaleur produite par la méthanisation est supprimée et il n'y a donc plus d'obligation liée à la valorisation de la chaleur dans les projets en cogénération pour obtenir le meilleur tarif de rachat d'électricité. Mais cette obligation demeure pour accéder aux aides de l'ADEME et/ou des collectivités locales. Enfin, la contractualisation est passée de 15 à 20

ans, avec un plafond à 140 000 heures, soit 17 à 18 ans pour une unité qui fonctionne correctement.

Pour accélérer la mise en route des unités, ces tarifs baisseront régulièrement de 0,5% par trimestre à partir de 2018. Pour les installations au-delà de 300 kW, l'injection semble plus porteuse et GRDF affiche un accompagnement pour trouver des solutions de raccordement quand le réseau est trop éloigné.

Le plan Energie Méthanisation Autonomie Azote (EMAA)

Peu développée du fait notamment du refus du gouvernement de l'introduction de cultures énergétiques à titre principal, la méthanisation à la ferme est revenue au centre des débats politiques en 2013, comme un moyen d'amélioration de la rentabilité des exploitations d'élevage.

Le Ministre de l'Agriculture, Stéphane LE FOLL, a annoncé un plan national de soutien de la méthanisation en mars 2013 avec un double objectif : fournir un revenu complémentaire stable aux éleveurs et substituer l'azote de synthèse par de l'azote organique, avec en fond la volonté de résoudre la problématique des déchets d'élevages du Grand Ouest. L'objectif a été fixé à 1 000 unités de méthanisation contre 90 (unités collectives et à la ferme) à fin 2012.

Ce plan a certes permis de promouvoir quelques projets portés par des agriculteurs, individuellement ou au travers de petites collectivités, mais n'a pas provoqué l'élan souhaité. Il aura fallu attendre 2016 et les nouvelles tarifications de rachat d'électricité et du biométhane pour que la dynamique démarre vraiment.

Les pouvoirs publics se trouvent toujours confrontés à une équation bien difficile à résoudre : promouvoir la méthanisation agricole et limiter au maximum l'usage de la biomasse agricole. Or, c'est bien elle, par son fort pouvoir méthanogène qui permet de rentabiliser le modèle, l'utilisation de déchets agroalimentaires n'étant pas une solution possible pour l'ensemble des agriculteurs pour des raisons d'approvisionnement.

L'enjeu consiste donc notamment dans :

- l'homologation des digestats sur une base restreinte d'intrants : lisiers, CIVE, quelques cultures dédiées (mais plafonnées), déchets agricoles ou agroalimentaires.
- la création d'un pont financier entre taxation de l'azote de synthèse, d'une part, et soutien du plan de méthanisation, faisant agir ainsi la solidarité céréaliers-éleveurs.

➤ Une tarification du biométhane injecté spécifique

La tarification du biométhane injecté est également définie par un arrêté publié le 24 novembre 2011, mis à jour en 2016. Tout comme pour l'électricité, les tarifs sont dégressifs de façon à favoriser les petites installations et varient de 4,5 à 12,5 c€/kWh y compris la prime éventuelle.

La tarification n'impose pas d'introduire un minimum d'effluents d'élevage pour être maximisée, comme dans le cas d'un procédé par cogénération.

Pour les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND), les tarifs d'achat du biométhane injecté sont compris entre 4,5 et 9,5 c€/kWh selon la taille de l'installation.

Pour les autres unités de méthanisation, les tarifs d'achat du biométhane injecté (hors coefficient d'indexation annuelle) se composent d'un tarif de base compris entre 6,4 et 9,5 c€/kWh selon la taille de l'installation, auquel peut s'ajouter une prime calculée en fonction de la nature des matières traitées par méthanisation ("*intrants*") utilisés. Cette prime est comprise entre 2 et 3 c€/kWh si les intrants sont composés exclusivement de déchets ou de produits issus de l'agriculture ou de l'agro-industrie. Elle est de 0,5 c€/kWh si les intrants sont exclusivement composés de déchets ménagers et varie entre 0,1 et 3,9 c€/kWh pour des intrants composés de

boues de station de traitement des eaux usées. Lorsque les intrants sont "mélangés" (co-digestion), la prime est pondérée, calculée au prorata des quantités d'intrants utilisés par l'installation.

➤ *Possibilité récente de pouvoir bénéficier des deux options*

Une décision du gouvernement (publication au JO du 28 février 2013) indique que tout producteur pourra désormais être à la fois éligible aux tarifs d'obligation d'achat d'électricité fournie par cogénération et au tarif d'achat garanti du gaz produit et injecté dans les réseaux de distribution, d'où une double valorisation qui devrait permettre d'améliorer la rentabilité des installations, alors que jusqu'ici il devait opter pour l'un ou l'autre mode de valorisation.

➤ *Des taux de subvention très variables et en recul*

L'enveloppe globale des aides au biogaz issues de l'ADEME, des collectivités locales et du FEDER n'augmente pas. Le taux moyen de subvention a reculé à 10-15 % contre 30 % il y a encore 4 ou 5 ans. Par ailleurs, les soutiens régionaux ne sont pas systématiques ni homogènes d'une région à l'autre, ce qui peut créer des distorsions de traitement en fonction de la localisation.

➤ *Les actions locales*

Outre les plans nationaux, il existe des actions locales, pilotées par l'ADEME et les Collectivités locales, qui promeuvent la filière méthanisation.

4) Malgré un gros potentiel, le marché français de la méthanisation peine à décoller

4.1 - Etat des lieux

➤ *Chiffres clés*

Loin derrière l'Allemagne et ses 9 000 unités en 2015, la France totalisait à fin mars 2016, 439 sites de production de biogaz, dont 239 installations à la ferme et 31 installations centralisées, 143 ISDND (Installations de stockage de déchets non dangereux) et 26 STEP (Station d'épuration des eaux usées). Selon l'ADEME, environ 70 installations de méthanisation à la ferme et centralisées sont construites chaque année. A cette même date, 18 sites de méthanisation pratiquaient l'injection de biométhane épuré dans le réseau de gaz naturel pour une équivalence de 82 GWh, ce qui ne représente qu'environ 5% de l'énergie électrique produite à partir de biogaz.

Répartition des Installations par type au 31 mars 2016 (méthodologie)

	Installations		Puissance		
	nombre	répartition en %	MW	répartition en %	dont puissance installée depuis le 31 décembre 2015
Méthanisation	270	62	94	25	3,6
ISDND	143	33	253	68	0,8
Step	26	6	23	6	0,0
Total	439	100	370	100	4,4

Champ : métropole et DOM. Installations de production électrique à partir de biogaz.

Source : SOeS d'après ERDF, RTE, EDF-SEI, CRE et les principales ELD

Le dernier Panorama du gaz renouvelable, publié par le SER (Syndicat des Énergies Renouvelables) en février 2017 fait état d'un total de 548 installations de méthanisation au 31 décembre 2016 (dont toutes ne sont pas forcément déjà en exploitation), dont 24 unités (sur 26 installées), produisaient du biométhane injecté dans le réseau. La quantité injectée à fin 2016 ressort à 215 GWh (représentant 1 Mt d'intrants utilisés), contre 82 GWh à fin 2015, soit une progression de 162%.

Ce même rapport fait état d'une file d'attente de 241 projets réalisables dans les 2 à 5 ans à venir et représentant un potentiel de production de 5 TWh/an, sans doute insuffisant pour atteindre les 8 TWh d'objectif du PPE (voir l'encadré ci-dessous).

Objectifs de la loi de Programmation Pluriannuelle de l'Énergie pour 2018 et 2023 :

- Cogénération : 137 MW installés en 2018 (soit environ 1,2 TWh) ; 237 MW (*option basse*) ou 300 MW installés (*option haute*) en 2023 (soit environ 2,1 et 2,6 TWh).
- Injection : 1,7 TWh en 2018 et 8 TWh en 2023.
- Chaleur : 300 ktep en 2018 (soit 3,4 TWh) et 700 ou 900 ktep en 2023 (soit 8,1 ou 10,5 TWh).
- bioGNV : 0,7 TWh en 2018 et 2 TWh en 2023 (20% de la consommation de GNV).

➤ *La production nationale de biogaz est faible à l'échelle européenne*

L'Allemagne est de loin le premier pays producteur de biogaz dans l'Union européenne, avec 50 % de la production. La France arrive en 5^e position, avec seulement 3,5 % de la production d'énergie primaire européenne de biogaz, soit 465 ktep par rapport à une production européenne de 13 378 ktep (*EurObservER 2014*).

69 % de la production européenne de biogaz sont issus de la méthanisation de biomasse et de biodéchets. C'est en Allemagne que cette filière est la plus développée (92 % de la production nationale), la biomasse étant principalement constituée de maïs ensilage. La nouvelle loi énergie renouvelable allemande (EEG 2014) est entrée en vigueur le 1^{er} août 2014. Elle marque une nouvelle stratégie en ce qui concerne le biogaz, avec une production future qui sera beaucoup moins axée sur l'utilisation de cultures énergétiques. Un des objectifs de cette nouvelle loi est de réduire le coût financier de la transition énergétique en ralentissant la croissance des filières de production d'électricité les plus onéreuses, les filières biomasse solide et biogaz étant particulièrement visées (*EurObservER 2014*).

Au Royaume-Uni (2^{ème} producteur européen), le biogaz de décharge domine. En Italie (3^{ème} producteur européen), la méthanisation agricole a été dopée par des tarifs d'achat de l'électricité très élevé (jusqu'à 280 €/MWh), mais ce pays revoit ses incitations à la baisse, dans le contexte actuel de rigueur budgétaire. Le décret ministériel du 6 juillet 2012 relatif aux nouveaux systèmes d'incitation de la production d'électricité renouvelable, qui s'applique depuis le 1^{er} janvier 2013, a complètement réorienté la politique italienne en matière de biogaz. À l'instar de l'Allemagne, l'objectif du gouvernement italien est de limiter la progression de sa filière biogaz, en réduisant significativement les tarifs d'achat (entre 10 et 30 % selon les segments) et en instaurant une politique de quotas (*EurObservER 2014*).

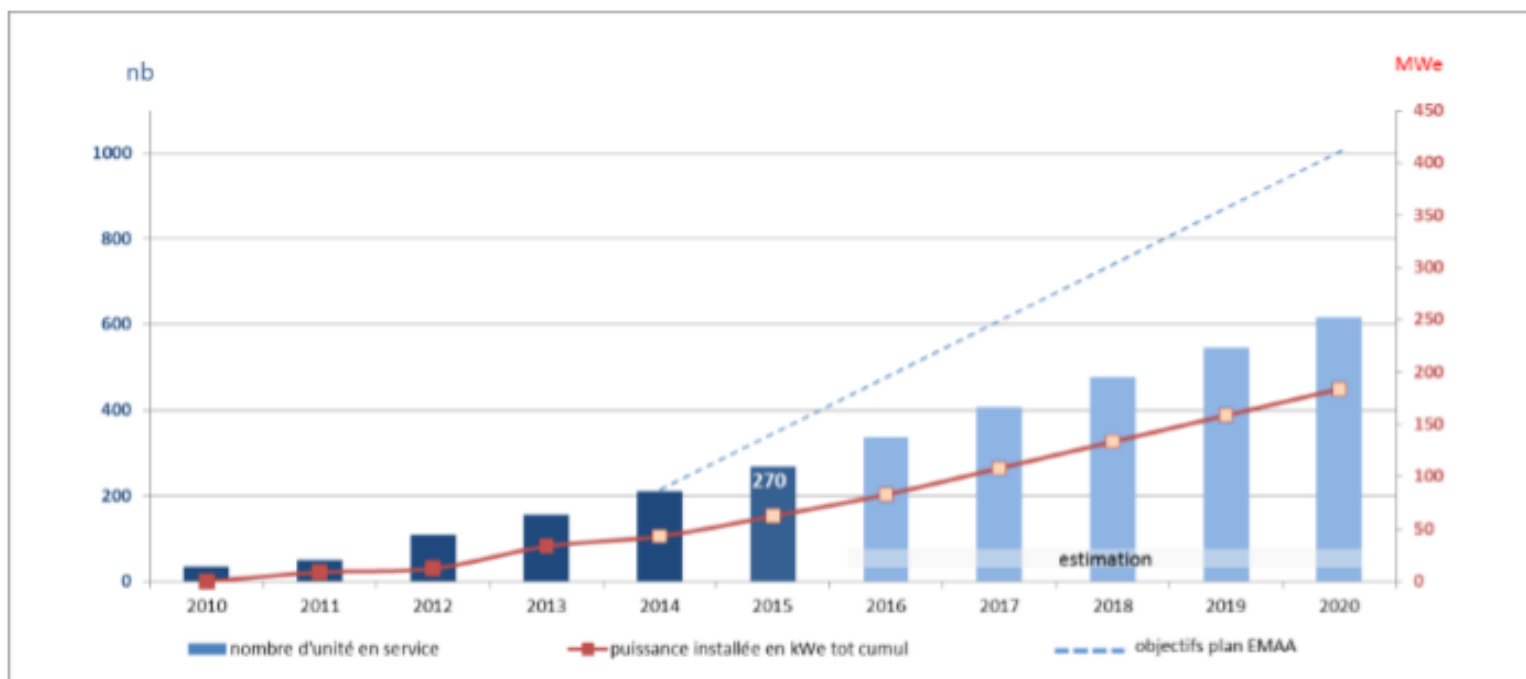
En France, la taille des installations du parc est très variable. 26 % des installations de production électrique à partir de biogaz ont une puissance unitaire d'au moins 1 MW et représentent à elles seules 73 % de la puissance totale installée. Parmi ces installations, celles exploitant le biogaz issu des installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND), sont de puissance unitaire moyenne plus importante (1,8 MW). Ces dernières totalisent ainsi plus des deux tiers de la puissance globale installée et produisent 60% de la production d'énergie primaire à partir de biogaz.

Les installations de méthanisation, qui sont les plus nombreuses (62 % des installations raccordées), ont une puissance moyenne de seulement 0,35 MW. Ces installations, notamment agricole, ne représentent que 22% de la production d'énergie primaire à partir de biogaz.

La production d'électricité à partir de biogaz s'élevait à plus de 1 500 GWh à fin 2015, soit 0,3 % de la consommation électrique nationale. Cette production s'appuyait sur un parc d'une puissance installée totale de 370 MW représentant un potentiel annuel de production de plus de 3 100 GWh. Cela montre à l'évidence que nombre d'installations ne produisent pas toute l'année.

Le nombre de projets en file d'attente à fin mars 2016 s'élevait à 167, totalisant une puissance installée de 109 MW et un potentiel maximal de production annuel de l'ordre de 900 GWh.

➤ *Evolution de la production d'énergie à partir de biogaz et comparaison avec la feuille de route nationale*



Le biogaz est valorisé sous différentes formes : environ 100 MWe de capacités électriques installées (soit une production annuelle de 700 GWh électrique), une production de chaleur estimée à 60 ktep (soit 700 GWh chaleur), et 18 sites de méthanisation qui pratiquent l'épuration de biogaz et l'injection de biométhane dans un réseau de gaz naturel pour une équivalence de 82 GWh (Références 2015).

Les nouveaux projets de méthanisation valorisent le biogaz par cogénération ou injection dans un réseau de gaz naturel, et rarement par valorisation directe sous forme de chaleur uniquement.

Plusieurs textes fixent des objectifs pour les années à venir. Pour ce qui est des objectifs de développement des énergies renouvelables, l'arrêté du 24 avril 2016 fixe des objectifs ambitieux

de développement de la méthanisation à l'horizon 2018 et 2023 (voir encadré p. 15). Il comporte également des objectifs de développement du bioGNV pour atteindre 0,7 TWh en 2018 et 2 TWh en 2023, dans la perspective que le bioGNV représente 20% des consommations de GNV en 2023.

Le projet de loi de Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) vient confirmer les objectifs de développement de 1 000 méthaniseurs à l'horizon 2020 prévus par le Plan Énergie Méthanisation Autonomie Azote (Plan EMAA, 2013). Il conforte également la priorité d'usage de la biomasse pour produire de la chaleur (les objectifs chaleurs comprennent la production directe, la valorisation de chaleur issue de cogénération et l'usage chaleur du biogaz injecté estimé à 60%). Pour la méthanisation, cela se traduit par une hiérarchie de la valorisation du biogaz en faveur respectivement de la production de chaleur, l'injection, puis la production d'électricité avec valorisation de la chaleur.

➤ *Part du biogaz dans les énergies renouvelables en France*

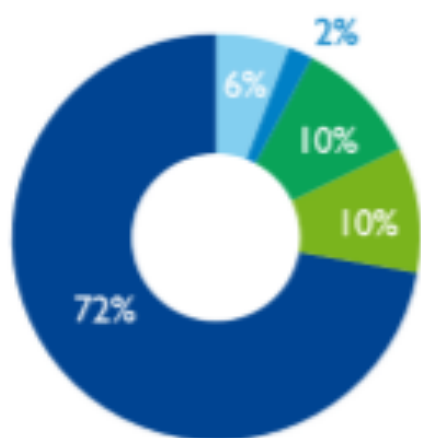
Sur une production nationale totale de 22,4 Mtep d'énergie primaire renouvelable (base 2014), le biogaz n'en représente encore que 2,2 %, quand l'ensemble bois, hydraulique et biocarburants en accumule près de 75%.

4.2 - Les perspectives à l'horizon 2030

D'après l'ADEME, le gisement mobilisable à l'horizon 2030 est principalement agricole. En France, près de 300 MT de déjections animales, soit environ 48 MT de matières sèches, sont produites chaque année, dont seuls 50% sont collectables, soit 24 MT de matières sèches. Ces déjections représentent plus de 70% de la ressource d'origine agricole mobilisable pour la méthanisation (voir tableau ci-dessous).

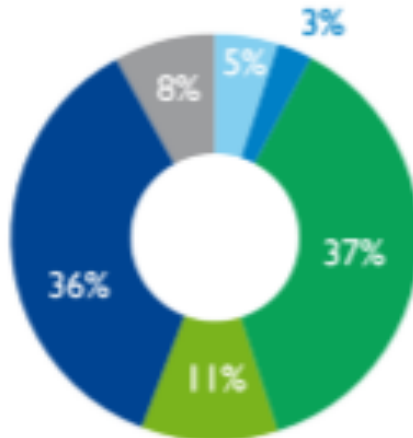
De ce fait, c'est via le secteur agricole et territorial que la méthanisation trouvera son développement dans les années à venir. Fin 2012, 60 installations étaient en fonctionnement et 70 en construction. En 2016, ce sont 270 installations qui fonctionnent dont 239 à la ferme.

Pourcentage en masse des ressources mobilisables



- Ménages et collectivités
- Déjections d'élevages
- CNE

Pourcentage énergétique des ressources mobilisables



- Résidus de culture
- IAA et commerce
- ISND

Hors cultures principales énergétiques, le gisement est estimé par l'ADEME à plus de 70 TWh d'énergie primaire. Les quantités de biométhane injectées dans le réseau de gaz naturel pourraient atteindre près de 30 TWh en 2030 et représenteraient 14 % de la consommation de gaz. Plus de 150 projets étaient à l'étude courant 2016.

L'utilisation des cultures énergétiques est encadrée depuis le 7 juillet 2016 par un décret dans Le cadre de la loi TECV (Transition Energétique pour la Croissance Verte). Ces cultures peuvent être utilisées en méthanisation sous forme de cultures principales ou de cultures intermédiaires (CIVE : Culture Intermédiaire à Valorisation Energétique, implantée et récoltée entre deux cultures principales dans une rotation). Le potentiel est théoriquement élevé. Toutefois, le modèle français vise à utiliser les cultures principales de manière modérée et raisonnée. Aussi, le décret limite le recours aux cultures principales à une proportion maximale de 15 % du tonnage brut total des intrants par année civile afin de limiter les concurrences d'usage entre les cultures énergétiques et celles dédiées à l'alimentation, voire demain à la production de bioproduits (chimie du végétal, matériaux biosourcés, etc.).

De ce fait, la priorité est donnée au traitement de déchets organiques et des effluents d'élevage, les cultures énergétiques ne constituant qu'un moyen pour équilibrer le fonctionnement du digesteur.

5) Une multitude d'acteurs impliqués dans la filière méthanisation en France

Le développement d'un projet biogaz fait appel à de multiples compétences depuis l'étude de projet jusqu'à sa réalisation en passant par l'installation la mise en service, l'exploitation, l'entretien et le financement. Le secteur se structure ainsi autour de plusieurs catégories d'intervenants :

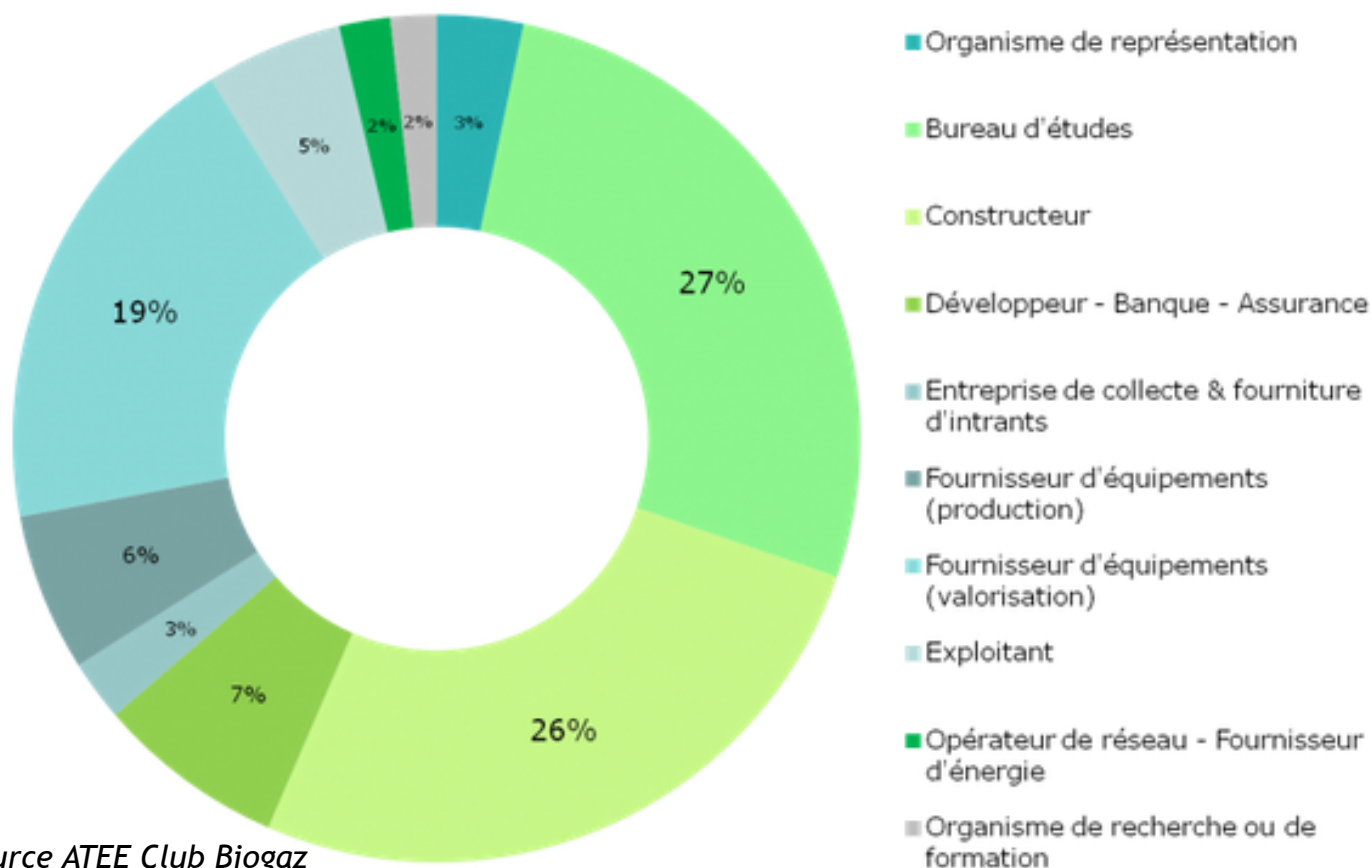
- Sur l'amont de la filière, les équipementiers d'unités de méthanisation : la France n'a pas été la plus en pointe dans ce domaine et importe encore beaucoup des méthaniseurs qu'elle installe. Les fournisseurs d'équipement et les constructeurs sont historiquement situés essentiellement en Allemagne et dans les pays scandinaves. Les Allemands, plus avancés sur le plan technologique et ayant un très grand nombre d'installations, sont leaders en Europe.
- L'aval du marché de la méthanisation englobe plusieurs catégories d'acteurs : des bureaux d'études, des développeurs de projet, des fournisseurs de matières premières, des exploitants et des acteurs de la valorisation (opérateurs d'énergie pour le biogaz, monde agricole pour le digestat)

Le secteur français comprend plusieurs opérateurs qui proposent des solutions intégrées (ingénierie et exploitation) souvent attachés au secteur des stations de traitement des eaux usées comme Degrémont et OTV, filiales respectives de Suez Environnement et Veolia Environnement.

En face de ces géants, des acteurs de taille bien plus modeste développent des unités de petite et moyenne capacité et se sont spécialisés sur le créneau de la méthanisation agricole et industrielle.

L'ADEME et le Club Biogaz ont recensé près de 500 acteurs dont les compétences couvrent l'ensemble des étapes d'un projet biogaz – étude de faisabilité, développement, maîtrise d'œuvre, fourniture d'équipements, exploitation, etc. – et tous les types d'installations de production de biogaz - agricole, territorial, industriel, station d'épuration, ordures ménagères, ISDND.

Avec l'autorisation d'injecter du biométhane dans le réseau de gaz naturel et la mise en place d'un tarif d'achat spécifique, ENGIE (Ex GDF Suez) s'est renforcé sur l'activité méthanisation. Le groupe revendique une intégration unique en France sur l'ensemble de la chaîne de valeur du biogaz, de la collecte de déchets (via Sita, filiale Suez Environnement dont ENGIE est le premier actionnaire) à la distribution de biométhane (avec GNVert et Cofely Ineo), en passant par la production (Suez Environnement) et le transport sur le réseau (GRDF, GRTgaz). Le groupe étudie actuellement plusieurs dizaines de projets d'injection de biométhane dans le réseau.



Source ATEE Club Biogaz

6) Principaux atouts et freins de la méthanisation de la filière agricole et territoriale

6.1 - Les principaux atouts

- **La contribution à l'indépendance énergétique du pays**, d'une part par la production d'énergie et, d'autre part, par l'amélioration de l'efficacité énergétique.
- Une activité dotée d'une **connotation environnementale forte**, intimement liée à la philosophie de bioéconomie ou économie circulaire. Par ailleurs, la méthanisation contribue à la réduction d'émission de gaz à effet de serre, en réduisant la quantité de méthane et de dioxyde de carbone émis dans l'atmosphère.
- **La création d'emplois non délocalisables** et une participation à la **dynamique des territoires** : d'environ 3 000 en 2016, le nombre d'emplois directs du secteur biogaz (toutes filières confondues) devrait passer à près de 18 000 d'ici à 2020 (Source ADEME - Club Biogaz).

- La pérennisation de l'activité principale agricole et l'amélioration de la solidité de l'exploitation dans un contexte de volatilité des prix agricoles, grâce à la génération d'un revenu complémentaire stable, indépendant des cycles agricoles.
- L'amélioration de la compétitivité de l'activité agricole grâce à une moindre dépendance des énergies fossiles extérieures au travers de la valorisation de la production de chaleur sur l'exploitation et de la production d'effluents plus minéralisés, plus facilement assimilables par les cultures et plus facilement pilotables, permettant des économies sur le poste intrants.
- Une amélioration en termes d'image du métier d'agriculteur. La relation agriculteur-pollueur est atténuée. Le lien agriculture-territoire est renforcé avec la création de services pour la collectivité, même si l'acceptabilité de ce type d'installation par certains citoyens reste un problème récurrent.

6.2 - Mais de nombreux freins

➤ Le refus des cultures énergétiques à titre principal

Le pouvoir méthanogène des effluents d'élevage est faible et la rentabilisation de l'installation nécessite de compléter le substrat avec d'autres matières premières plus propices, comme les biodéchets ou la biomasse. Depuis le décret du 7 juillet 2016, si les CIVE sont autorisées, le recours aux cultures principales est limité à 15% du tonnage brut des intrants par année civile.

Une analyse pertinente de l'approvisionnement en intrants doit donc être conduite avant tout lancement d'un projet de manière à garantir la pérennité d'un fonctionnement de l'installation à long terme. Dans le cadre de méthanisation territoriale, la mise en place de contrats d'approvisionnements avec plusieurs acteurs s'avèrera indispensable. Ces contrats devront être assortis d'une garantie sur le prix d'achat des déchets pour ne pas entraver la rentabilité de l'installation dans la durée.

➤ Le statut de déchet conféré au digestat

Une des questions clés pour le développement de la filière est le devenir du digestat.

Le digestat est aujourd'hui considéré comme un déchet. Ce statut a pour double conséquence de ne lui conférer aucune valeur marchande, soit un manque à gagner pour le producteur, et d'en complexifier l'épandage, notamment en ZES⁶ (contraintes de plan d'épandage).

Les unités de méthanisation doivent donc supporter les contraintes d'évacuation des digestats. Seuls les éleveurs ont l'avantage de pouvoir les utiliser dans leur plan d'épandage, problème de même nature que celui posé par le lisier. La méthanisation n'offre pas d'alternative aux nécessités éventuelles de traitement de l'azote et du phosphore en élevage intensif.

En corollaire, se pose également la question de la disponibilité en terres épandables. Lorsqu'une exploitation crée un méthaniseur, cela ne modifie guère son plan d'épandage : le digestat, à la valeur fertilisante préservée mais moins odorant que les lisiers, est simplement épandu à leur place. En revanche, celui issu d'unités plus importantes pourrait venir en surplus, créant des tensions sur des zones en excès et devra trouver des débouchés dans des zones plus éloignées.

L'enjeu est de pouvoir passer d'une logique de déchet à une logique de produit, ce qui faciliterait sa commercialisation et son utilisation. L'une des solutions explorées, mais elle augmente les coûts, est de sécher ce digestat, grâce à la chaleur produite, et d'en faire un engrais

⁶ Zone en excédent structurel

"normé". La normalisation est complexe à obtenir, car elle implique une composition du digestat quasi constante. Or les intrants agricoles sont multiples et soumis à variation.

Deux possibilités existent :

- **Le compostage** : le digestat entre dans la composition d'un compost qui doit répondre aux seuils spécifiés par la norme AFNOR NFU 44-051 (amendements organiques) ou NFU 44-095 (amendements organiques et composts issus du traitement des eaux).
- **L'homologation** : le passage au statut de produit suppose le dépôt d'un dossier d'homologation à l'ANSES (durée d'instruction : de 12 à 18 mois, coût estimatif : 40 K€). Pour obtenir cette homologation il faut faire la preuve de l'innocuité et de la valeur agronomique du produit. Des coopératives engagées dans des projets de méthanisation ont lancé des études ayant pour but de montrer que le digestat, sous réserve d'une sélection des intrants, peut être considéré comme un engrais et revendu à leurs adhérents à un prix compétitif.

➤ **Une tarification de l'électricité jugée encore insuffisante**

Voir paragraphe 3.2 ci-dessus

➤ **Une forte économie d'échelle**

La notion d'économie d'échelle est très importante, car certains frais ne sont pas fonction de la taille du projet, comme les frais d'études, et de raccordement notamment. Par ailleurs, les petits méthaniseurs coûtent relativement plus cher. La fourchette des coûts d'investissement est très large en fonction de la puissance installée et varie de 6 000 €/kWe à 13 000, voire 15 000 €/kWe.

En outre, les frais de raccordement aux réseaux électrique ou gaz ne sont pas proportionnels à la taille de l'installation. Ils dépendent beaucoup de la distance entre l'unité de méthanisation et le point de livraison et peuvent, en cas d'éloignement important de ce dernier, grever fortement l'investissement initial. D'où l'intérêt, dans le cas de méthanisation à la ferme, de se regrouper à plusieurs agriculteurs et de fonder une société ad hoc.

➤ **La difficulté de trouver un débouché pour la chaleur produite**

Il n'est pas toujours facile de trouver un débouché pour la chaleur produite et donc de la valoriser. En outre, certains utilisateurs de chaleur ne sont intéressés que de façon saisonnière. La valorisation pérenne de la chaleur est un vrai plus pour la rentabilité des installations.

La bi-valorisation "gaz + électricité" désormais autorisée devrait permettre de pallier cette difficulté en injectant le gaz dans le réseau durant les périodes où la chaleur n'est pas valorisable.

➤ **La complexité du processus administratif**

Selon une enquête ATEE-Club Biogaz de 2011, le principal frein à la méthanisation agricole était le temps de réalisation des projets. Il fallait parfois plus de 10 ans pour que certains projets aboutissent. Depuis 2014, grâce à des simplifications administratives (relèvement du seuil des installations soumises à autorisation, mise en place de l'autorisation unique, etc.) on peut estimer de 3 à 4 ans le temps nécessaire entre le début des démarches et la mise en route des projets. Ce temps de réalisation reste long mais les choses s'améliorent compte tenu de la volonté des pouvoirs publics de développer rapidement la filière.

➤ **Le manque de références techniques**

Le processus de méthanisation est d'une certaine complexité technique : une unité de méthanisation comprend des installations de stockage des matières entrantes, un digesteur, un

cogénérateur, un réseau de chaleur, un raccordement à ERDF ou à GRDF. La méthanisation demande du temps et des compétences techniques pour choisir le procédé et faire fonctionner l'installation. Maîtriser le fonctionnement biologique du digesteur peut demander un apprentissage de plusieurs mois, voire une année.

Les petits projets ont davantage besoin de références techniques, contrairement aux constructions de grande ampleur. En voie sèche notamment, les premières références étaient essentiellement allemandes. *«Des acteurs français s'y intéressent et commencent à proposer des solutions techniques comme Erigène, Méthajade. Mais il faut encore acquérir de l'expérience »*, selon SOLAGRO (Ingénierie, Conseil, en énergie renouvelables).

Certains instituts de recherche, comme l'INRA ou l'IRSTEA (institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement et l'agriculture) s'y attèlent. Ainsi, l'IRSTEA développe actuellement deux programmes :

- DIGESTAERO en Bretagne : mise en place en laboratoire d'un procédé qui couple le traitement de l'azote (réduction de la charge azotée) et la production d'énergie via la méthanisation. Une unité pilote grandeur réelle a été construite à Plélo.
- BIODÉCOL : étude des différents potentiels méthanogènes des déchets des filières agroalimentaires et de la possibilité de mélanges avec les effluents d'élevage. Mise au point d'une méthode d'inventaire de ces ressources de déchets organiques, pour ensuite cartographier des zones d'implantation de méthaniseurs. Objectif : adapter la taille des méthaniseurs aux enjeux locaux.

L'ADEME soutient également des travaux de recherche sur l'optimisation des procédés d'un point de vue technique et énergétique, sur l'automatisation des procédés, le prétraitement de la matière organique afin de faciliter sa dégradation anaérobie, l'usage des différents substrats et l'analyse de leur cycle de vie.

Enfin, Biogaz Vallée, créé à Troyes sous l'impulsion du Conseil Général de l'Aube et de Holding Verte⁷, est devenu le premier cluster français sur l'innovation en méthanisation. Il dispose d'un laboratoire spécialisé et d'un démonstrateur afin de permettre aux acteurs de la filière de réaliser des analyses sur les intrants ou les digestats, de vérifier les rendements en biogaz ou de tester de nouveaux matériels.

➤ Des exigences en matière d'épandage fortes

La réglementation impose à une unité de méthanisation de réaliser un plan d'épandage pour le retour au sol du digestat, et à respecter certaines règles (plan de fumure, cahier d'épandage, analyse de digestat sauf pour les petites unités agricoles, bilan agronomique d'épandage pour les plans incorporant des boues d'IAA).

Les exigences en matière de plan d'épandage sont plus contraignantes qu'en Allemagne, par exemple. En France, une installation de méthanisation de 600 KWe nécessite 1 200 ha. En Allemagne, un outil de 1,5 MWe n'a besoin que de 700 ha et l'autorisation d'exploiter n'est pas conditionnée à la maîtrise d'un plan d'épandage. Seule une modification de la réglementation française pourrait permettre d'alléger ces contraintes.

⁷ Holding Verte est un développeur-investisseur français en méthanisation, partenaire du bureau d'études Ledjo Energie et de la Caisse des dépôts

➤ La difficulté à choisir le ou les bons interlocuteurs

Les acteurs développeurs de projet sont différents selon les tailles, car les installations sont différentes (voie liquide, voie sèche).

Il peut être difficile de trouver le bon intervenant parmi ceux qui proposent des méthaniseurs. Certains opérateurs vont uniquement proposer un service d'ingénierie, mais ne prévoient pas d'être partenaire au projet. D'autres vont plus loin dans le montage en apportant l'ingénierie, le financement, la maintenance. D'autres proposent des solutions intermédiaires. Et certains, enfin, se limitent au financement de projets et s'appuient sur des partenaires techniques.

Au final, très peu d'acteurs maîtrisent toute la chaîne et la multiplication des acteurs entraîne une multiplication potentielle de cas, chaque intervenant prenant sa marge au passage.

D'où le rôle essentiel de structures fédératives au niveau local et national, à même d'apporter de la formation, des conseils et des appuis techniques impartiaux vis-à-vis de leurs adhérents, comme le font les Chambres d'Agriculture ou certaines associations (AILE, agence locale de l'énergie créée par l'ADEME, AAMF, Association des Agriculteurs Méthaniseurs de France), notamment.

➤ Les contraintes techniques et économiques liées à l'injection de biométhane dans le réseau gazier

Selon SOLAGRO, « *vu les montants d'investissement et les tarifs d'achat, un projet d'injection directe du biogaz n'a de sens que s'il est de dimension suffisante (débit injecté supérieur à 80 Nm³ CH₄ /h) et à proximité du réseau.* »

➤ Le coût de l'investissement et la rentabilité

Le coût de l'investissement est un frein important, notamment pour des agriculteurs qui souhaitent monter un projet seuls. Il y a presque toujours un déséquilibre entre l'investissement et la rentabilité hors subvention. Cela exige que l'exploitation agricole concernée soit solide financièrement avant tout investissement.

Cinq points clés sont analysés de très près par les banquiers potentiellement prêteurs, quel que soit le type de projet : la structure porteuse du projet et les hommes qui la gère, la gestion des intrants et du digestat, la valorisation de l'énergie (électricité, biométhane, chaleur, les deux premiers dépendant des contrats de rachat à tarif fixé par l'état), les éléments techniques, puis l'analyse générale du projet et notamment le montant des subventions obtenues.

La période de démarrage et de "rodage" est également analysée avec soin car elle peut quelquefois s'avérer délicate en fonction de problèmes d'ordre divers rencontrés. Elle peut facilement durer une année le temps de caler les fermentations dans le digesteur, et qu'EDF paie les premières factures, et donc jouer de façon importante sur la rentabilité.

Ces analyses faites par les banquiers et différents organismes impliqués dans des prêts ou subventions prennent souvent du temps et alourdissent la durée d'avancée du projet, mais la rentabilité précaire de ce type d'installations nécessite de bien avoir évalué tous les paramètres afin d'éviter des catastrophes financières notamment pour des agriculteurs indépendants ou des groupements d'agriculteurs, voire pour des projets territoriaux.

Selon une étude récente menée par l'ADEME en 2016, le bilan économique d'un panel de 80 installations est aujourd'hui positif, notamment grâce à la hausse des tarifs de rachat intervenue

en 2015. Selon cette étude, les modèles les plus performants sont la méthanisation à la ferme (une exploitation agricole traitant 7 000 tonnes de substrats avec un moteur de cogénération de 200 KWe)⁸ et les petits collectifs (plusieurs exploitations agricoles regroupées autour d'un projet traitant 15 000 tonnes de substrats, avec un moteur de cogénération de 400 KWe). En revanche, les grands collectifs (puissance installée 1 MWe et plus)⁹ sont dans une situation économique plus précaire voire inquiétante du fait d'investissements élevés, de charges plus importantes et d'une certaine fragilité de leur plan d'approvisionnement en intrants.

➤ **Une méconnaissance de la méthanisation par le grand public**

Le montage d'un projet doit s'accompagner d'une excellente communication afin d'informer, d'expliquer et de rassurer les populations environnantes. Nombre de projets ont dû être suspendus pour des raisons d'acceptabilité des riverains exprimant des peurs irrationnelles liées à une crainte d'explosion de gaz dans l'installation, d'émanation d'odeurs nauséabondes (déchets organiques divers) du fait d'une ignorance totale de ce qu'est la méthanisation.

➤ **Les difficultés rencontrées pour la construction en terre agricole**

Par ailleurs, il existe également le risque de se voir opposer un refus pour la construction d'une structure de méthanisation sur une terre classée en zone agricole dans le document d'urbanisme.

CONCLUSION

La méthanisation est réellement un des outils majeurs de la bioéconomie. Elle a la particularité de permettre la production d'énergie renouvelable au niveau des territoires tout en participant à l'amélioration de l'environnement au niveau national, à savoir, diminuer l'émission des gaz à effet de serre par la réduction de consommation d'énergies fossiles (la méthanisation a permis d'éviter le rejet de 40 000 t de CO₂ en 2016, ce chiffre pourrait passer à 560 000 t en 2030), traiter les déchets en provenance des élevages, réduire le gaspillage en valorisant les déchets ou rebus de l'industrie agroalimentaire. En outre, elle permettra de créer des emplois directs et indirects : la filière biométhane à elle seule parle de 3 000 emplois rapidement et de 10 000 emplois à l'horizon de 5 à 10 ans.

C'est une technologie qui se déploie sous différentes formes, mais dont le développement sera principalement agricole dans les années à venir, par de nombreuses créations d'unités "à la ferme". Elle permet en effet aux agriculteurs de répondre au défi du traitement de leurs déchets d'élevage tout en leur apportant un complément d'activité et de revenu pour peu que leur installation ait été bien calibrée et bien étudiée pour en assurer la rentabilité. Les groupements d'agriculteurs sont propices à un bénéfice d'effet d'échelle en permettant le choix d'une taille d'installation la plus adaptée à la situation de leur environnement, et donc la plus rentable possible favorable au développement de nouvelles installations.

Comme toute filière en développement, elle est confrontée aux difficultés financières liés à des investissements lourds et donc au besoin de subventions de la part des pouvoirs publics. Ces derniers, conscient des nombreux atouts de cette technologie sur le plan environnemental, ont émis, dans le cadre de la Loi de Transition Énergétique, des objectifs ambitieux pour les 10 à 20

⁸ Installation d'élevage de 150 à 200 bovins et traitant un complément en CIVE, par exemple.

⁹ A titre indicatif la puissance moyenne d'un réacteur nucléaire français est de 1 000 MWe

ans à venir qui ne pourront être atteints que par la mise en place de mesures à la dimension des ambitions affichées, ce qui n'est clairement pas encore le cas, même si l'on a pu noter des progrès en la matière ces deux dernières années. Les professionnels souhaitent, par exemple dans le cas du biométhane, "*bénéficiaire de mécanismes adaptés à la spécificité de cette source d'énergie*" (Jean-Louis BAL, Président du Syndicat des énergies renouvelables au SIA 2017).

L'enjeu pour le biométhane est en effet important puisque les pouvoirs publics ont fixé à 10% la proportion de biométhane injecté dans le réseau à l'horizon 2030, soit une capacité de production totale de 56 TWh à partir de 130 Mt d'intrants divers. Pour faciliter le développement de cette filière spécifique, certains grands "énergéticiens" intéressés par une diversification de leurs énergies vers le renouvelable proposent même de participer financièrement au raccordement au réseau gaz lorsque les installations sont situées loin d'un point de raccordement.

Si la technique des installations est aujourd'hui maîtrisée dans son ensemble, il reste à améliorer les processus dans plusieurs domaines, par exemple au niveau du digestat et de la biologie des digesteurs. Une mutualisation des expériences acquises par les exploitants et des apports de la recherche devraient permettre dans un proche avenir des progrès significatifs pour de meilleures performances des installations.

BIBLIOGRAPHIE SOMMAIRE

- Baromètre Biogaz - EUROSERVER 2014
- Les Avis de l'ADEME - Méthanisation novembre 2016
- CGDD - N° 763 mai 2016 _ Chiffres et statistiques - Tableau de bord biogaz - premier trimestre 2016
- Panorama du gaz renouvelable en 2016 - SER-GRDF-GRTgaz-SPEGNN-TIGF
- Méthanisation et biogaz, une filière d'avenir - Vers l'autonomie énergétiques des territoires. ATEE - Club Biogaz - Edition 2016
- La méthanisation, état des lieux et perspectives de développement. Les synthèses de France AGRIMER - avril 2012