BIO-METHANE REGIONS

Description du contexte de la méthanisation en Rhône-Alpes, Bretagne et Pays de la Loire

Particularité de la méthanisation en agriculture

Octobre 2013

Co-funded by the Intelligent Energy Europe Programme of the European Union

Le contenu de cette publication n'engage que la responsabilité de son auteur et ne représente pas l'opinion de la Communauté européenne. La Commission européenne n'est pas responsable de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y figurent.

Valérie BORRONI – Rhônalpénergie-Environnement - valerie.borroni@raee.org
Armelle DAMIANO, Simone HRUSCHKA – AILE – armelle.damiano@aile.asso.fr ou simone.hruschka@aile.asso.fr

Introduction :

Ce document a été publié dans le cadre du projet biométhane regions. Il a pour objectif de donner une vision globale du contexte de la méthanisation et particulièrement de la méthanisation agricole en Rhône-Alpes, Bretagne et Pays de la Loire. Il fait suite à une version éditée en janvier 2012 et témoigne des évolutions notables de cette filière depuis 1,5 ans. On constate notamment :

- la progression des réalisations et des projets :
  - en Rhône-Alpes : une 80 aine de projets en cours et déjà 3 réalisations supplémentaires;
  - dans l'Ouest : une centaine de projets en cours et déjà 20 nouvelles unités soit 31 en fonctionnement dans les deux régions.
- Un soutien des pouvoirs publics avec le plan EMAA
- des évolutions réglementaires
  - arrêté concernant la double valorisation
- les nouvelles tendances pour la filière : vers le développement du bioGNV

Document réalisé par AILE et Rhônalpénergie-Environnement

Valérie BORRONI – Rhônalpénergie-Environnement - valerie.borroni@raee.org
Armelle DAMIANO, Simone HRUSCHKA – AILE – armelle.damiano@aile.asso.fr ou simone.hruschka@aile.asso.fr

SOMMAIRE

1 Rappels techniques et positionnement vis à vis de l'environnement 4
1.1 Rappel des principes techniques 4
1.2 Les normes de construction, risques et dangers 9
1.3 Positionnement vis à vis de l'environnement 9
2 Contexte et état de développement de la filière 13
2.1 Le contexte européen 13
2.2 Le contexte français 16
2.3 Les types de projets 26
2.4 Les installations existantes 30
3 Les conditions de développement de la filière en FRANCE 35
3.1 Les filières 35
3.2 Les points importants à baliser pour un projet à la ferme ou territorial 37
4 Conclusion 43

Valérie BORRONI – Rhônalpénergie-Environnement - valerie.borroni@raee.org
Armelle DAMIANO, Simone HRUSCHKA – AILE – armelle.damiano@aile.asso.fr ou simone.hruschka@aile.asso.fr

1 Rappels techniques et positionnement vis à vis de l'environnement

1.1 Rappel des principes techniques

1.1.1 Une dégradation bactériologique

La méthanisation est la dégradation anaérobie de la matière organique par des bactéries. 4 cortèges de bactéries permettent la succession de :

- L'**hydrolyse** : la dégradation des molécules complexes (polymères) en monomères.
- L'**acidogénèse** : la transformation des monomères de l'hydrolyse en acides gras volatiles, alcool, acides organiques, hydrogène et dioxyde de carbone.
- L'**acétogénèse** : la formation de l'acétate, l'hydrogène et le gaz carbonique, précurseurs directs du méthane, à partir des composés issus de l'acidogénèse.
- La **méthanogénèse** : la transformation des produits de l'acétogénèse en méthane.

Cette dégradation se fait naturellement dans les marais, les rizières, les stockages de fumiers, dans les centres de stockage de déchets.

Elle est maîtrisée par l'homme dans les unités de méthanisation. Dans celles-ci il y a production d'un biogaz et d'un digestat.

L'efficacité de la méthanisation est liée à l'efficacité des bactéries : accès aux molécules, température, homogénéité et régularité dans le temps qui se traduira par une excellente dégradation et donc une forte production de méthane. Ainsi la matière organique entrante va pouvoir être dégradée jusqu'à 80-90 %.

Comme tout processus biologique, il est sensible aux antibactériens…

1.1.2 Les intrants ou substrats

La nature des substrats a une influence directe sur la qualité et l'efficacité de la méthanisation. Un certain nombre de principes sont à respecter pour éviter le blocage des réactions. Le pouvoir méthanogène (capacité à produire du méthane dans le biogaz) des intrants est variable, s'évalue en laboratoire, sachant qu'une base de données européenne existe.

Par ex :

1 tonne de lisier porcin :	*30 m^3 de biogaz*
1 tonne d'ensilage de maïs :	*400 m^3 de biogaz*
1 tonne de graisse :	*200 m^3 de biogaz*
1 tonne de biodéchets (restauration) :	*120 m^3 de biogaz*
1 tonne d'huile de friture usagée :	*800 m^3 de biogaz*

Le mélange des substrats ne conduit pas systématiquement à une addition des pouvoirs méthanogènes de chaque substrat. Les déjections animales peuvent présenter des variations quant à leur pouvoir méthanogène liées notamment au type d'animal, à son alimentation (saisonnière dans certains cas) et au mode d'élevage.

Pour la production de biogaz, les substrats les plus intéressants ont une teneur élevée en matière organique ; ils se trouvent dans l'industrie agro-alimentaire essentiellement. Les cultures énergétiques ont également un potentiel de production de biogaz élevé.

1.1.3 La digestion

Le digesteur est le lieu de la méthanisation. Sa technologie va varier en fonction des substrats utilisés et de leur taux de matière sèche.

Technologie liquide pour les stations d'épuration, avec dans certain cas une fixation des bactéries sur un support.

Technologie pâteuse pour des projets à la ferme avec pompage des digestats, temps de présence long et brassage dans le digesteur (systèmes infiniment mélangés).

Technologie solide pour les projets basés sur des ordures ménagères ou sur des fumiers avec parfois des systèmes discontinus.

La méthanisation mésophile, d'une température de 30-40°C, est la plus couramment rencontrée. Il existe aussi une technique thermophile de 50-65°C

1.1.4 Le digestat et sa valorisation en agriculture

Le digestat agricole est pratiquement inodore en comparaison à du lisier. Il est composé d'eau, de matières minérales et de matières organiques partiellement dégradées.

Le process agit principalement sur les molécules de C, d'H et d'O.

Les molécules d'N, K et P (recherchées par les agriculteurs) ainsi que les métaux lourds éventuels, entrent et ressortent en même quantité du digesteur. L'azote contenu dans les digestats a une forme minéralisée plus facilement accessible par les plantes.

D'une manière générale, la méthanisation puis l'épandage de digestat permettent d'améliorer l'assimilation de l'azote et de diminuer l'utilisation d'engrais chimiques, sous réserve de bonnes pratiques de stockage et d'épandage.

Evolution avec la méthanisation

	Substrats	***Digestat***
Azote organique	*20,2 t*	*11,2 t*
Ammonium (NH_4)	*11,2 t*	*20,2 t*
Phosphore (P_2O_5)	*29,1 t*	*29,1 t*
Potassium (K_2O)	*21,3 t*	*21,3 t*

De même on constate une hygiénisation partielle voire totale sur une partie des pathogènes ou des adventices.

Dans le cas des stations d'épuration industrielles, il y a rejet de l'effluent dans le réseau de traitement. Dans le cas de stations d'épuration collectives, la méthanisation a pour objectif de réduire les boues, les boues restantes rentrent dans un process classique de station d'épuration.

La séparation de phase du digestat

Le digestat agricole peut être épandu directement à la sortie du digesteur en respectant un plan d'épandage. Il peut aussi subir une séparation de phase :

- La fraction solide, riche en matière organique et en phosphore, est utilisable comme amendement de fond, d'un point de vue visuel, elle ressemble à un compost.
- La fraction liquide, riche en ammoniac, est utilisable comme engrais azoté liquide.

Pour le projet-exemple de 100 kWé		
	Solide	***Liquide***
Matières sèches	*25 %*	*2 %*
Azote organique	*8,9 t*	*2,24 t*
Ammonium (NH_4)	*3,4 t*	*16,8 t*
Phosphore (P_2O_5)	*21,8 t*	*7,3 t*
Potassium (K_2O)	*15,7 t*	*5,6 t*

Pour l'exporter plus facilement hors des zones d'excédents structurels, certaines unités sèchent la fraction solide, d'autres la compostent. Le séchage se fait grâce à l'utilisation de la chaleur produite par la cogénération. La partie liquide est épandue.

Quelle que soit la technique utilisée, l'épandage de la fraction liquide ou du digestat en brut demande un matériel spécifique (système à pendillard ou enfouisseur) du fait de la texture du digestat et de la nécessité d'épandre au plus près du sol pour éviter les pertes d'azotes.

Dans le cas de gros projets, la ultra-filtration et l'osmose inverse peuvent être envisagées pour traiter la partie liquide. Elle permet de séparer l'eau des autres éléments chimiques (azote, phosphore, minéraux, etc.) du liquide. Au final, il y a deux produits : une fraction liquide (rejetable dans le milieu) et un concentrat d'éléments organiques et minéraux.

1.1.5 Le biogaz

Le biogaz se compose principalement de méthane (50-65 %), de dioxyde de carbone (35-45 %) et de traces de dioxyde de souffre, d'azote, d'eau, etc.

Le pourcentage de méthane dépend des substrats et de la qualité de la méthanisation (il est indicateur de suivi de la méthanisation).

Le pouvoir calorifique du biogaz est calculé en fonction de sa teneur en méthane dont le PCI est de 9.965 kWh/m^3.

Le biogaz est un gaz explosif, sa plage d'explosivité est plus réduite que celle du gaz naturel.

La présence de sulfure d'hydrogène (H_2S) et d'eau le rend corrosif et toxique. L'eau est généralement séparée par un système de condensation. Le souffre est traité dans la majorité des unités de méthanisation par insufflation d'air dans le ciel gazuex (méthaniseurs agricoles) ou par filtration ; les unités plus importantes réalisent la désulfuration par réactions biologiques.

Dans les unités de méthanisation, le biogaz est stocké quelques heures avant valorisation :

- Sous une couverture membranaire au dessus de la matière en digestion. Cette couverture va se tendre en fonction de la production de biogaz.

- Dans un gazomètre séparé des digesteurs ; un système d'aspiration permet d'extraire le biogaz du digesteur.

1.1.6 Transport du biogaz

Le **Guide professionnel applicable aux canalisations de transport de gaz de biomasse non épuré** a été validé au BO du MEDDE du 25 juin 2013.

Il est accessible sur le site de l'ATEE sur lien suivant : http://atee.fr/biogaz/guide-transport-de-biogaz-brut-par-canalisations-062013

Ce guide professionnel définit l'ensemble des dispositions particulières complémentaires ou substitutives à retenir pour les canalisations de transport de gaz de biomasse non épuré. Ce guide fait donc l'objet d'une reconnaissance officielle selon l'arrêté Multifluide du 4 août 2006.

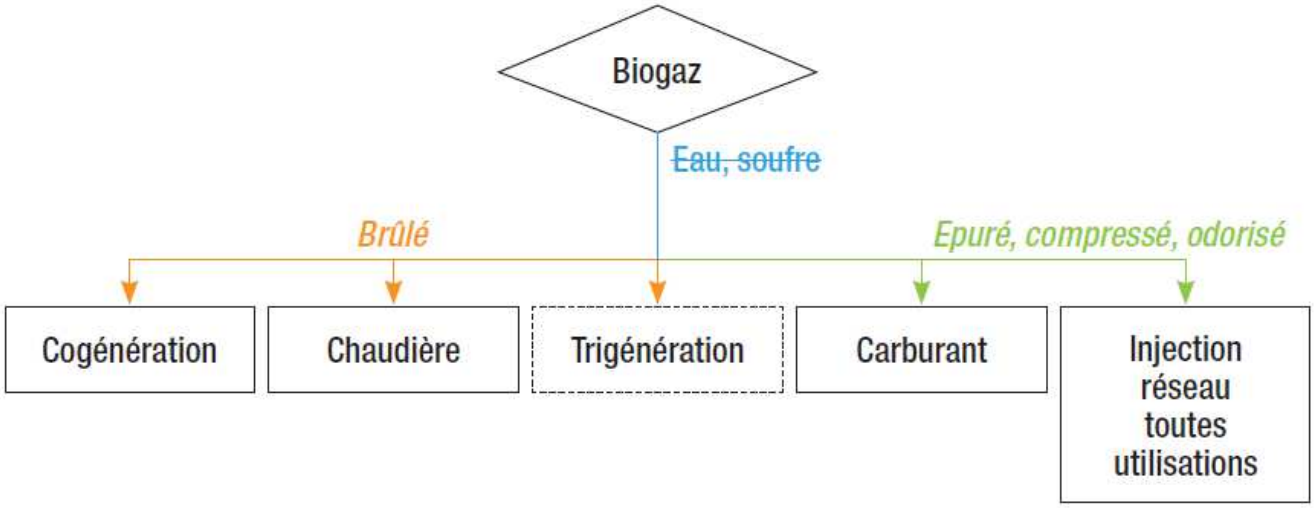
1.1.7 Les valorisations du biogaz

Le biogaz se valorise actuellement :

- en combustion directe dans une chaudière (il faudra changer les brûleurs gaz naturels) ;
- en combustion dans une turbine ou un moteur : pour produire de l'électricité et de la chaleur.

Le biogaz est épuré légèrement pour enlever H2S qui provoque de la corrosion des moteurs. Plusieurs techniques existent et sont proposées par les constructeurs : injection d'air dans le ciel du méthaniseur, charbon actif, lavage à l'eau, produits ferreux…

Pour des biogaz provenant d'ISDND (installations de stockage de déchets non dangereux), un traitement des siloxanes est nécessaire.



Les différentes valorisations du biogaz – © FNCuma, Coop de France – Réussir un projet de méthanisation territoriale multipartenariale, Guide pratique – Edition 2011

1.1.8 Le biométhane

Le biogaz est épuré. Plusieurs techniques d'épuration existent et ont fait leur preuve sur le marché, elles seront dépendantes du type de biogaz à traiter et de la qualité du biométhane retenue en sortie. On obtient un méthane pur à 98% avec un peu d'oxygène, de l'azote…

Le biométhane produit aura les mêmes utilisations que le gaz naturel :

- Combustion : chaudière, cuisinière
- Cogénération : production d'électricité et de chaleur
- Carburant… avec le Bio GNV

1.1.9 Le bioGNV

Le biométhane est compressé à 200 bars et stocké dans les véhicules sous forme de réservoir.

La seule valorisation du biogaz comme carburant est faite à Lille à partir de biogaz de STEP (historiquement) et maintenant du biométhane issu de la méthanisation d'ordures ménagères.

La réglementation prévoit toutefois le biogaz dans la nomenclature ICPE concernant les stations d'avitaillement (gaz naturel et biogaz). On se rapproche alors de la réglementation GNV

Valérie BORRONI – Rhônalpénergie-Environnement - valerie.borroni@raee.org
Armelle DAMIANO, Simone HRUSCHKA – AILE – armelle.damiano@aile.asso.fr ou simone.hruschka@aile.asso.fr

1.2 Les normes de construction, risques et dangers

Contrairement à d'autres pays d'Europe, il n'y pas de directive ou de norme spécifique à la construction d'une unité de méthanisation. La construction d'une unité de méthanisation devra être cohérente avec les réglementations en vigueur pour les autres secteurs : zone ATEX, lutte contre l'incendie, stockage de déjections animales…, mais aussi avec les nouveaux arrêtés méthanisation (pour les installations soumises à autorisation ou déclaration) qui va imposer des prescriptions techniques et organisationnelles.

Les unités de méthanisation sont des ICPE (installation classée au titre de la protection de l'environnement), les arrêtés déclaration, enregistrement et autorisation imposent des prescriptions techniques et organisationnelles sur les installations.

Les risques sur la santé et sur l'environnement sont évoqués lors de la procédure d'autorisation ou d'enregistrement à travers l'étude de dangers.

Les points à étudier sont l'explosion, l'incendie, les dangers mécaniques, les chutes de hauteur, les dangers électriques, les dangers thermiques, les bruits, l'asphyxie, l'intoxication, l'infection, la pollution, l'inondation, les émissions….. Ces dangers sont maîtrisés par la bonne conception et l'organisation efficace dans l'installation. Ces aspects sont évoqués lors de la procédure d'autorisation ou d'enregistrement à travers l'étude de dangers.

L'unité doit respecter la directive ATEX : atmosphère explosive qu'il est souhaitable de limiter ou de supprimer par des systèmes constructifs efficaces : sur ventilation, casse pression, évents…

Concernant les conditions de sécurité, elles doivent être abordées pendant la démarche ICPE, ces dispositions sont alors laissées à l'avis d'expert des techniciens concernés.

Le rapport de l'INERIS sur les conditions de sécurité du développement de la méthanisation agricole est assez rassurant mais pointe la nécessité de mettre en place des procédures et une organisation qui ont été reprises dans le nouvel arrêté méthanisation.

1.3 Positionnement vis à vis de l'environnement

1.3.1 CH4, un fort impact effet de serre

L'effet intégré sur 100 ans est devenu la règle pour mesurer l'impact effet de serre en tonne équivalent CO2 des gaz. Ainsi, pour le méthane, le PRG adopté est de 21. Le même coefficient d'équivalence est utilisé pour comptabiliser les émissions évitées.

Extrait de la plaquette OREGES

Tableau 18 : Pouvoir de réchauffement global à 100 ans

Source : www.ipcc.ch (2005)

	Dioxyde de carbone	Méthane	Protoxyde d'azote	Hexafluorure de soufre	Hydrocarbures perfluorés	Hydrofluorocarbones
symbole	(CO_2)	(CH_4)	(N_2O)	(SF_6)	(PFC)	(HFC)
Pouvoir de Réchauffement Global	1	21	310	23900	6500 à 9200	140 à 11700
Temps de résidence des gaz dans l'atmosphère (an)	100	12	150	50000	2600 à 50000	supérieur à 120

Comme le souligne l'OREGES ainsi que les scientifiques de Global Change, du fait de la durée de vie plus courte de CH4 et dans une époque cible telle que 2050 la valeur correcte pour le PRG serait alors de 49 pour une période 2010-2050. Ce qui multiplie par trois l'importance du pouvoir de CH4 par rapport à des chiffres affichés.

Extrait de la plaquette OREGES

Tableau 22 : Comparatif des émissions de gaz à effet de serre en équivalent CO_2 à différents horizons

Source : Rhônalpénergie-Environnement 2008

kteqCO2	CO2	CH4	N2O	HFC	SF6	total
PRG à 100 ans	38 678	3 289	4 278	810	299	**47 354**
PRG à 20 ans	38 678	11 275	4 278	810	299	**55 340**

La part du méthane passe de 7,5% à 22% à l'horizon 2025. **Ainsi, les sources de méthane devraient prioritairement être supprimées ou réduites de façon pérenne car elles ont un fort impact dans les bilans à moyen terme : objectif européen en 2020 et national du facteur 4 en 2050**. L'atteinte de ces objectifs nécessite, en effet, une réduction des émissions de CO2 mais également de CH4. Les deux graphiques suivants illustrent la situation pour la région Rhône-Alpes.

Plus d'information : http://www.global-chance.org/spip.php?article83
et www.global-change.org

1.3.2 Impact environnemental

L'Institut für Energetik und Umwelt (institut de l'énergie et de l'environnement) a réalisé une étude traduite par l'ADEME sur l'éco-analyse de la valorisation du biogaz issu des cultures énergétiques. Cette étude est centrée sur la méthanisation à la ferme sur des scénarios variant de projet 100 % culture énergétique à 100 % élevage. Les calculs permettent de conclure que l'intégration d'une unité de méthanisation a des effets très positifs pour les exploitations d'élevage bovin ou porcin et montrent qu'une unité de méthanisation implique :

- une dépense en énergie primaire extrêmement négative du fait de la production d'électricité renouvelable voire de chaleur,

- un fort évitement des émissions de GES suite au stockage et la valorisation du lisier ainsi que la production d'une ENR,
- un évitement des émissions acidifiantes et eutrophisantes suite au stockage et à la valorisation du lisier.

Le comparatif entre élevage bovin et élevage porcin permet de mettre en lumière que les émissions de l'élevage bovin sont, dans une large mesure, le fait direct de l'élevage, tandis que dans l'élevage porcin, elles résultent bien plus de la consommation des moyens de production.

L'étude suppose que toute valorisation de lisier pour la production de biogaz et la fourniture ultérieure d'électricité a des effets environnementaux très positifs. C'est pourquoi, il convient de poursuivre, voire de renforcer, les efforts en cours visant à promouvoir l'utilisation de lisier pour la production de biogaz.

Par ailleurs, l'étude affirme qu'il sera possible d'obtenir un effet maximal en mélangeant du lisier à faible potentiel énergétique à des cultures énergétiques à forte densité énergétique dans une proportion de 30%. De telles mesures permettent de concilier l'objectif politique de réduction des émissions et celui de l'approvisionnement énergétique à long terme.

En revanche, l'utilisation exclusive de cultures énergétiques pour produire du biogaz et, ensuite, de l'électricité se traduit par des impacts significatifs sur l'environnement. Ils peuvent se trouver renforcés par l'absence de valorisation thermique ou la non-couverture des cuves de stockage des digestats.

L'étude conclut notamment que la production d'électricité à partir du biogaz issu de la méthanisation de matières premières renouvelables doit donc toujours s'effectuer dans des unités extrêmement performantes, disposant de cuves de stockage des résidus de méthanisation couvertes et étanches au gaz et présentant les taux de valorisation thermique les plus élevés possibles.

D'autres références ont été tirées des travaux de Nill M. (2004), *Die zukünftige Entwicklung von Stromerzeugungstechniken – Eine ökologische Analyse vor dem Hintergrund technischer und ökonomischer zusammenhänge*. Forschritt-Bericht VDI Reihe 6 Nr. 518, VDI Verlag GmbH, Düsseldorf.

Elles montrent un comparatif entre filières.

Solde des nuisances environnementales produites	**Solaire**	**Eolien**	**Hydraulique**	**Biomasse**	**Biogaz***	**Géothermie**	**Charbon**	**Gaz naturel**
Dépense d'énergie primaire cumulée (GJ/MWhe)	2.5	0.5	0.1	0.6	**1.8 (CE)** **1 (lisier)**	0.9	8.7	7
Effet de serre anthropique (t d'équivalent CO2/MWhe)	0.18	0.04	0.02	0.05	**0.3 (CE)** **-1.5 (lisier)**	0.07	0.81	0.4
Emissions eutrophisantes (kg d'équivalent PO4 par MWhe)	0.04	0.01	0	0.14	**0.92 (CE)** **-2.5 (lisier)**	0.06	0.12	0.08

Les résultats sont présentés avec en limite supérieure un scénario avec 100% de culture énergétique et, en limite inférieure, un scénario avec 100% de lisier bovin ou porcin. Les résultats de la méthanisation vont donc évoluer entre ces deux limites en fonction du type d'exploitation et du scénario retenu.

1.3.3 Des actions qui deviennent prioritaires

Il devient donc très important d'agir sur le captage et la valorisation du biogaz à toutes les échelles et en premier lieu dans les centres d'enfouissements.

Le captage et la méthanisation des lisiers et des fumiers issus de l'agriculture doivent aussi être une priorité.

Plus d'information : http://www.global-chance.org/IMG/pdf/GC24p50-64.pdf

2 Contexte et état de développement de la filière

2.1 Le contexte européen

2.1.1 Eléments de politique européenne

Le biogaz fait partie du cortège énergétique renouvelable identifié par la commission européenne.

En 1997, le livre vert « Energie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables » pose l'objectif d'un minimum de **12 % d'énergies renouvelables dans la consommation intérieure brute de l'Union européenne (à 15) en 2010**. Il propose des objectifs chiffrés, dont celui pour la biomasse de 90 millions de Tep : 15 millions par l'exploitation du biogaz issu de l'élevage, du traitement des eaux usées et des décharges ; 30 millions par les résidus de l'agriculture et la forêt ; 45 millions par les cultures énergétiques (agro-carburants et biomasse solide).

En 2001, la directive 2001/77/CE sur « la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité » pose l'objectif d'une « part indicative de **22,1 % d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables** dans la consommation totale d'électricité de la Communauté en 2010 » (JO, Directive 2001/77/CE 2001).

En 2003, la directive 2003/30/CE sur « les biocarburants[1] » fixe « une valeur de référence » à **5,75 % de sources renouvelables dans les carburants** utilisés dans les véhicules (JO, Directive 2003/30/CE 2003).

En 2006 Le livre vert sur le développement d'une énergie sûre, compétitive et durable fixe l'objectif de doubler en 15 ans la contribution des énergies renouvelables à la consommation énergétique intérieure brute (soit 12 % en 2010) ce qui permettrait la création nette de plus de 500 000 emplois. Il comprend un plan d'actions pour la biomasse (bois énergie, biogaz et biocarburants)

En 2007, la « Feuille de route pour les sources d'énergie renouvelables » invite « les États membres et les autorités locales et régionales » à :

- « veiller à ce que les procédures d'autorisation soient simples, rapides et équitables, assorties de lignes directrices claires et comprenant, s'il y a lieu, la désignation de guichets uniques chargés de coordonner les procédures administratives relatives aux sources d'énergie renouvelables;
- améliorer les mécanismes de planification préalable des implantations en vertu desquels les régions et les municipalités sont tenues d'affecter des sites adaptés aux énergies renouvelables;
- intégrer les sources d'énergie renouvelables dans les plans régionaux et locaux ».

Elle demande aussi au Conseil et Parlement européens « de fixer un objectif juridiquement contraignant en ce qui concerne la part globale des sources d'énergie renouvelables dans la palette énergétique de l'UE » (Commission, Feuille de route 2007).

En janvier 2008, la Commission a proposé le « Plan d'action climat » dont font partie entre autres :

- la nouvelle directive sur la promotion de l'utilisation des Energies Renouvelables (Electricité, Chaleur, Froid et Biocarburants) ; cette directive sera contraignante et les Etats membres devront faire un plan d'action pour mars 2010,

[1] Le biogaz fait partie de la liste des produits considérés comme des biocarburants

Valérie BORRONI – Rhônalpénergie-Environnement - valerie.borroni@raee.org
Armelle DAMIANO, Simone HRUSCHKA – AILE – armelle.damiano@aile.asso.fr ou simone.hruschka@aile.asso.fr

- une communication sur la capture, le stockage et les quotas de CO2,
- une communication sur l'efficacité énergétique, avec le suivi des PNAEE (Plans Nationaux d'Actions pour l'Efficacité Energétique).

En Décembre 2008 Le paquet énergie climat appelé triple 20, est adopté par le parlement européen et concerne :

- 20% d'amélioration de l'efficacité énergétique,
- 20% de réduction des émissions de gaz à effet de serre/1990 et
- 20% des énergies renouvelables dans l'approvisionnement énergétique de l'Europe dont 10% dans le secteur du transport

La Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE. Cette nouvelle directive pour la promotion des énergies renouvelables fixe pour chaque Etat membre des objectifs contraignants de production d'énergie renouvelable. Les États membres devaient transposer la directive au plus tard 18 mois après sa publication du JO de l'UE soit le 5 décembre 2010. Les 26 plans d'actions (sur 27) montrent que la production d'électricité issue de biogaz devrait passer de 12,5 TWh en 2005 à 63,3 TWh en 2020 dans l'Union (dont 23,4 TWh pour l'Allemagne !).

Pour réaliser ces objectifs, l'Union européenne met en place des programmes européens, le premier, ALTENER (actions spécifiques en faveur d'une plus grande pénétration des énergies renouvelables) en 1993 a été renouvelé plusieurs fois[2]. Actuellement, le programme Intelligent Energy Europe, démarré en 2003, a supporté plusieurs projets sur la méthanisation dont Biogas Regions que Rhônalpénergie-Environnement a piloté entre 2007- 2010 (www.biogasregions.org). 10 projets sont soutenus à l'heure actuelle.

Le Conseil des ministres de l'environnement de l'Union européenne s'est réuni à Bruxelles le 2 mars 2009. La question climatique était à l'ordre du jour, avec en perspective le sommet de Copenhague (décembre 2009), échéance des négociations internationales sur l'après-Kyoto.

Pour l'essentiel, il s'agissait de poursuivre les discussions relatives à la position de l'UE concernant l'accord global sur le climat pour l'après-2012. Mais la délégation française a également présenté au Conseil environnement du 2 mars une note d'information intitulée « L'importance d'une action soutenue sur le méthane » et attirant l'attention des États membres et de la Commission européenne sur « l'intérêt majeur que représentent les politiques de réduction du méthane dans le cadre de la lutte contre le changement climatique ».

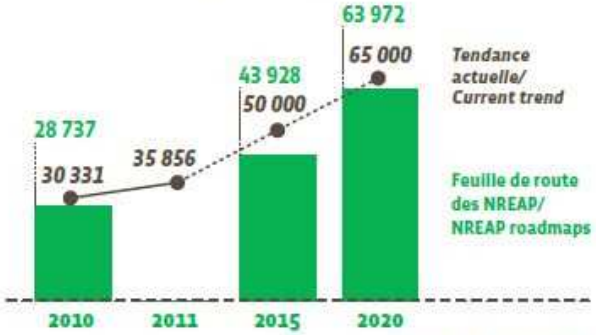
Dans cette note, la France appelle en particulier l'UE à « reconnaître l'importance particulière d'une action concertée sur le méthane à court terme (2010, 2020) afin de limiter le réchauffement d'ici 2050 et éviter de franchir des seuils irréversibles » et à intégrer cette dimension dans son positionnement diplomatique en vue de la conférence de Copenhague. **Source :** Global Chance.

2.1.2 Quelques données européennes

Graph. n° 1

Tendance actuelle de la production d'électricité biogaz par rapport à la feuille de route des NREAP, plans d'action nationaux énergies renouvelables (en GWh)

Comparison of the current trend of electricity biogas generation against the NREAP (National Renewable Energy Action Plans) roadmap (in GWh)

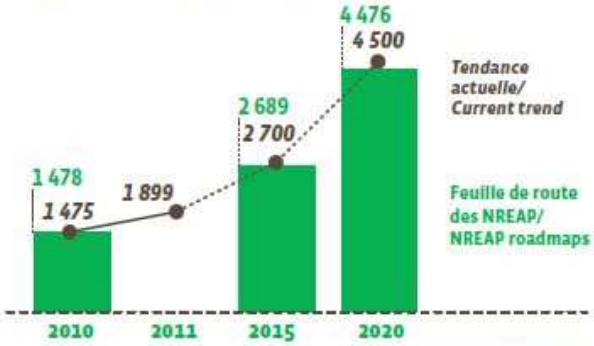


Source: EurObserv'ER 2012.

Graph. n° 2

Tendance actuelle de la consommation de chaleur biogaz par rapport à la feuille de route des NREAP, plans d'action nationaux énergies renouvelables (en ktep)

Comparison of the current trend of biogas heat consumption against the NREAP (National Renewable Energy Action Plans) roadmap (in ktoe)



Source: EurObserv'ER 2012.

Production d'énergie primaire de biogaz de l'Union européenne en 2010 et 2011 (en ktep)*
Primary energy production of biogas in the European Union in 2010 and 2011 (in ktoe)*

	2010				2011*			
Pays/Country	Décharges/ Landfill gas	Stations d'épuration(1)/ Sewage sludge gas(1)	Autres biogaz(2)/ Others biogas(2)	Total/ Total	Décharges/ Landfill gas	Stations d'épuration(1)/ Sewage sludge gas(1)	Autres biogaz(2)/ Others biogas(2)	Total/ Total
Germany	232,50	402,6	6 034,5	6 669,6	149,0	504,2	4 414,2	5 067,6
United Kingdom	1 492,6	258,0	0,0	1 750,6	1 482,4	282,4	0,0	1 764,8
Italy	349,6	8,1	149,8	507,5	755,6	16,2	323,9	1 095,7
France	236,7	44,1	53,2	334,0	249,7	41,9	58,0	349,6
Netherlands	36,7	50,2	206,5	293,4	31,5	51,5	208,3	291,3
Czech Republic	29,5	35,9	111,3	176,7	31,8	38,8	179,9	249,6
Spain	119,6	12,4	66,7	198,7	148,1	15,3	82,6	246,0
Austria	5,1	22,3	144,2	171,6	4,3	16,4	138,8	159,5
Poland	43,3	63,3	8,0	114,6	47,5	67,8	20,1	135,4
Belgium	41,9	14,6	70,9	127,4	41,9	14,6	70,9	127,4
Sweden	35,7	60,7	14,8	111,2	12,4	68,9	37,9	119,3
Denmark	8,1	20,1	74,0	102,2	5,2	19,6	73,2	98,1
Greece	51,7	15,0	1,0	67,7	55,4	16,1	1,4	72,8
Ireland	44,2	9,6	4,6	58,4	43,8	8,2	5,6	57,6
Slovakia	0,8	9,5	1,8	12,2	3,0	13,6	29,3	45,8
Portugal	28,2	1,7	0,8	30,7	42,3	1,8	0,9	45,0
Finland	22,7	13,2	4,5	40,4	23,9	13,4	4,8	42,0
Slovenia	7,7	2,8	19,9	30,4	7,1	2,7	26,2	36,0
Hungary	2,6	12,3	19,3	34,2	7,3	6,4	15,5	29,1
Latvia	7,9	3,3	2,2	13,3	7,8	2,4	11,8	22,0
Luxembourg	0,1	1,2	11,7	13,0	0,1	1,4	11,3	12,8
Lithuania	2,0	3,0	5,0	10,0	5,9	3,1	2,1	11,1
Estonia	2,7	1,1	0,0	3,7	2,2	1,1	0,0	3,3
Romania	0,0	0,0	3,0	3,0	0,0	0,0	3,0	3,0
Cyprus	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0	1,0
European Union	**2 801,7**	**1 065,0**	**7 008,8**	**10 875,4**	**3 357,9**	**1 208,0**	**5 719,3**	**10 085,8**

*(1) Urbaine et industrielle. Municipal and industrial (2) Unité décentralisée de biogaz agricole, unité de méthanisation des déchets municipaux solides, unité centralisée de codigestion et multiproduit. Decentralised agricultural plant, municipal solid waste methanisation plant, centralised co-digestion plant. * Estimation. Estimate. Les décimales sont séparées par une virgule. Decimals are written with a comma.* **Source: EurObserv'ER 2012.**

Tabl. n° 2

Production brute d'électricité à partir de biogaz de l'Union européenne en 2010 et 2011 (en GWh)*
Gross electricity production from biogas in the European Union in 2010 and 2011 (in GWh)*

	2010			2011*		
Pays/Country	Centrales électriques seules/ Electricity only plants	Centrales fonctionnant en cogénération/ CHP plants	Total/ Total	Centrales électriques seules/ Electricity only plants	Centrales fonctionnant en cogénération/ CHP plants	Total/ Total
Germany	14 847,0	1 358,0	16 205,0	10 935,0	8 491,0	19 426,0
United Kingdom	5 137,0	575,0	5 712,0	5 098,0	637,0	5 735,0
Italy	1 451,2	602,9	2 054,1	1 868,5	1 536,2	3 404,7
France	756,0	297,0	1 053,0	780,0	337,0	1 117,0
Netherlands	82,0	946,0	1 028,0	69,0	958,0	1 027,0
Spain	536,0	117,0	653,0	709,0	166,0	875,0
Czech Republic	361,0	275,0	636,0	535,0	394,0	929,0
Austria	603,0	45,0	648,0	555,0	70,0	625,0
Belgium	149,0	417,0	566,0	158,0	442,0	600,0
Poland	0,0	398,4	398,4	0,0	430,0	430,0
Denmark	1,0	352,0	353,0	1,0	342,0	343,0
Ireland	184,0	22,0	206,0	181,0	22,0	203,0
Greece	190,5	31,4	221,9	37,6	161,7	199,3
Hungary	75,0	21,0	96,0	128,0	55,0	183,0
Portugal	90,0	11,0	101,0	149,0	11,0	160,0
Slovenia	7,2	90,2	97,4	5,7	121,0	126,7
Slovakia	1,0	21,0	22,0	39,0	74,0	113,0
Latvia	5,9	50,8	56,7	0,0	105,3	105,3
Finland	51,5	37,8	89,2	53,6	39,4	93,0
Luxembourg	0,0	55,9	55,9	0,0	55,3	55,3
Lithuania	0,0	31,0	31,0	0,0	37,0	37,0
Sweden	0,0	36,4	36,4	0,0	33,0	33,0
Romania	0,0	1,0	1,0	0,0	19,1	19,1
Estonia	0,0	10,2	10,2	0,0	17,0	17,0
European Union	**24 528,2**	**5 803,0**	**30 331,2**	**23 302,4**	**14 554,1**	**35 856,4**

** Estimation. Estimate. Les décimales sont séparées par une virgule. Decimals are written with a comma.* **Source: EurObserv'ER 2012.**

La situation de l'Allemagne, en tête des productions de biogaz, s'explique notamment par un fort développement de la méthanisation à la ferme ; les schémas couramment rencontrés jusque fin 2011 étaient 500 kWe installés à base de maïs ensilage seul. Depuis le 01/01/2012, la nouvelle loie EGG favorise les petites unités (<75 kWe), utilisant des effluents d'élevage ce qui a fortement ralenti le rythme de développement de la filière (300 nouvelles unités par an contre plus de 1 000 en 2011). En Angleterre ce développement s'est fait principalement à travers la valorisation du biogaz de décharge. L'Italie est le 3e producteur européen de biogaz avec 755,6 ktep, principalement par la méthanisation à partir de cultures énergétiques.

La croissance de la production d'électricité à partir de biogaz était de 18,2% en 2011 pour un total de 35,9 TWh.

2.2 Le contexte français

En matière de biogaz, la position de la France est en retard par rapport à d'autres pays européens compte tenu de ses potentialités. Ce retard s'explique notamment par un tarif d'achat revu tardivement.

2.2.1 Une évaluation gouvernementale

En 2008, l'Inspection Générale de l'Environnement (IGE) et le Conseil Général de l'Agriculture, de l'Alimentation et des Espaces Ruraux (CGAAER) se sont associés à la demande du gouvernement pour la rédaction d'une « évaluation des conditions de développement d'une filière de méthanisation « à la ferme » des effluents d'élevage »

Ce rapport met en avant un certain nombre de points faibles et a émis des recommandations, dont voici les principales idées (IGE et CGAAER 2008) :

- Créer une classe ICPE spécifique à la méthanisation,
- Simplifier et raccourcir les démarches administratives,
- Poser des règles pour l'achat du biogaz,
- Autoriser l'injection du biogaz dans le réseau de gaz naturel,
- Normaliser le digestat.

2.2.2 Les politiques nationales

2.2.2.1 Le Grenelle de l'environnement

2.2.2.1.1 Les COMOP

Plusieurs Comop ont abordé la thématique du biogaz :

Le Comop n°10 ÉNERGIES RENOUVELABLES qui a évoqué le biogaz au niveau : des réseaux de chaleur pour l'usage, la distribution et la production de chaleur renouvelable ; de la création d'un fonds chaleur renouvelable ; de l'électricité produite à partir des déchets pour la valorisation énergétique de déchets combustibles (industriels banals, ménagers et assimilés).

Issu des travaux du Comop n°15.

Le Comop n°15 (agriculture écologique et productive) a proposé un plan d'actions autour des performances énergétiques des exploitations agricoles. Ce plan d'action se divise en quatre parties, dont la seconde « concerne tout particulièrement les projets de méthanisation à la ferme ». Le plan fixe l'objectif de « 1 000 méthaniseurs » ; « Le potentiel de développement en France est estimé à 200 nouvelles installations/an à la ferme (unité moyenne de 200 kWé) ».

Le rapport présente un état des lieux pour octobre 2007 : « 128 projets de méthanisation à la ferme, dont 20 très avancés (17 en phase de développement et 3 en construction) », et précise que « 60 % des projets ont une puissance supérieure à plus de 100 kWé ».

Le Comop a conclu sur la méthanisation agricole, en proposant un certain nombre de mesures (Comité Opérationnel n°15 2008) :

- Modifier l'environnement administratif et réglementaire : rubrique ICPE spécifique, service instructeur unique, etc.,
- Accompagner les projets : réseaux d'animation, pré-diagnostic, aides à l'investissement, etc.,
- Préparer l'avenir : utilisations agronomiques du digestat, recherche et développement, etc.

Le Comop n°22 DECHETS insiste sur le tri et la valorisation des déchets dont les déchets organiques.

- augmenter le recyclage matière et organique afin d'orienter vers ces filières un taux de 35 % en 2012 et 45 % en 2015 de déchets ménagers et assimilés contre 24 % en 2004, ce taux étant porté à 75 % dès 2012 pour les déchets d'emballages ménagers et les déchets des entreprises ;
- limiter les quantités incinérées ou stockées : diminution de 15 % à horizon 2012.

2.2.2.1.2 La loi grenelle 1

Le 17 novembre 2008, le ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire a publié un catalogue de « 50 mesures pour un développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale ».

Certaines de ces mesures concernent le biogaz.

Extraits du document

Contexte :

Le Grenelle Environnement prévoit de porter à au moins 20% en 2020 la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale, soit un doublement par rapport à 2005 (10.3%). Atteindre cet objectif suppose d'augmenter de 20 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) la production annuelle d'énergie renouvelable d'ici 2020, en portant celle-ci à 37 Mtep.

L'Assemblée nationale a porté l'objectif à 23% lors de l'examen en première lecture du projet de loi de programme relatif à la mise en oeuvre du Grenelle Environnement, en cohérence avec l'objectif proposé dans le projet de paquet « climat-énergie » actuellement en cours de discussion au niveau de l'Union européenne.

Mesures :

Paragraphe 6. Levée des obstacles au développement des énergies renouvelables

Plusieurs mesures de simplification administrative seront mises en œuvre, pour le solaire photovoltaïque et pour la méthanisation.

Mesure n°10 - Le « fonds chaleur renouvelable » sera également dédié au soutien des projets de taille significative (réseaux de chaleur, industrie, tertiaire, habitat collectif) dans les domaines du solaire thermique et du biogaz.

Mesure n°43 - Une simplification administrative sera mise en œuvre pour la méthanisation, avec la création au premier trimestre 2009 d'une rubrique spécifique « méthanisation » dans la législation relative aux installations classées. Cette évolution améliorera considérablement la visibilité des porteurs de projets et des services instructeurs.

La nomenclature est sortie début novembre 2009. Les arrêtés devraient être bientôt publiés.

Mesure n°44 - Une concertation sera engagée avec les professionnels concernés afin d'envisager un relèvement du tarif d'achat de l'électricité pour les petites installations de méthanisation.

Mesure n°45 - Des expertises sont en cours afin d'évaluer la possibilité d'autoriser l'injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel.

En savoir plus : http://www.developpement-durable.gouv.fr/article.php3?id_article=3901

2.2.2.2 Loi grenelle sur les biodéchets :

La loi Grenelle II a instauré une obligation de tri à la source et de valorisation des biodéchets (plus de 50% de la masse) applicable aux gros producteurs à compter du 1er janvier 2012 . Le décret du 11 juillet 2011 définit les conditions d'application de cette obligation, et l'arrêté du 12 juillet 2011 fixe les seuils au-dessus desquels un producteur de biodéchets y est soumis.

L'article L. 541-21-1 du code de l'environnement prévoit qu'à compter du 1er janvier 2012, les personnes qui produisent ou détiennent des quantités importantes de déchets composés majoritairement de biodéchets sont tenues de mettre en place un tri à la source et une valorisation biologique ou, lorsqu'elle n'est pas effectuée par un tiers, une collecte sélective de ces déchets pour en permettre la valorisation de la matière. Cet arrêté définis des seuils au-delà desquels sont considérées comme une "une quantité importante de biodéchets".

- biodéchets autres que les déchets d'huiles alimentaires est fixé comme suit :

  - du 1er janvier 2012 au 31 décembre 2012 inclus : 120 tonnes par an ;
  - du 1er janvier 2013 au 31 décembre 2013 inclus : 80 tonnes par an ;
  - du 1er janvier 2014 au 31 décembre 2014 inclus : 40 tonnes par an ;
  - du 1er janvier 2015 au 31 décembre 2015 inclus : 20 tonnes par an ;
  - à partir du 1er janvier 2016 : 10 tonnes par an

- déchets d'huiles alimentaires est fixé comme suit :
  - du 1er janvier 2012 au 31 décembre 2012 inclus : 1 500 litres par an ;
  - du 1er janvier 2013 au 31 décembre 2013 inclus : 600 litres par an ;
  - du 1er janvier 2014 au 31 décembre 2014 inclus : 300 litres par an ;
  - du 1er janvier 2015 au 31 décembre 2015 inclus : 150 litres par an ;
  - à partir du 1er janvier 2016 : 60 litres par an.

Les producteurs ou détenteurs de biodéchets justifient de leur situation au regard des seuils précédents
— soit sur la base de pesées ou de mesures volumétriques, qui sont tenues à la disposition des autorités compétentes
— soit sur la base de ratios de production, estimés au regard de l'activité ou des équipements de gestion mis en place. Le ratio et sa méthode d'estimation sont tenus à la disposition des autorités compétentes.

2.2.2.3 Le Plan EMMA : 1 000 méthaniseurs à la ferme en 2020 :

Ce plan s'inscrit dans une double logique :

- ✓ de démarche agronomique fondée sur le respect de l'équilibre de la fertilisation, la réduction globale du recours aux intrants et la substitution de l'azote minéral par l'azote issu des effluents d'élevage ;
- ✓ de développement de la production d'énergies renouvelables dans le cadre de la transition énergétique de notre pays.

Le plan EMAA permettra une « gestion globale de l'azote » sur les territoires, en valorisant l'azote organique et en diminuant la dépendance de l'agriculture française à l'azote minéral, pour une agriculture à la fois plus compétitive et plus écologique. Cela réduira les coûts de fertilisation, limitera la pollution liée à l'azote en mettant à profit les excédents d'azote organique et réduira le recours aux engrais minéraux. Ce plan vise également à développer un modèle français de la méthanisation agricole, privilégiant des installations collectives, des circuits d'approvisionnement courts et des technologies et savoir-faire français.
L'objectif du gouvernement est de développer en France, à l'horizon 2020, 1 000 méthaniseurs à la ferme. Cela mobilisera 2 milliards d'euros d'investissement et permettra de créer environ 2 000 emplois pérennes au plus près des territoires.
Le plan prévoit notamment :

- le lancement, en 2013, d'un appel à projets « gestion collective et intégrée de l'azote » ;

- l'optimisation du tarif d'achat pour l'électricité produite à partir de biogaz pour favoriser les projets de méthanisation collective à la ferme ;
- la simplification des procédures administratives pour le développement des projets de méthanisation ;
- un meilleur accompagnement des porteurs de projets ;
- des efforts de structuration de la filière, dans le cadre d'un projet présenté au Programme investissement d'avenir pour créer une filière nationale dans le domaine des équipements de méthanisation et dans le domaine de la valorisation des digestats.

L'intégration de la filière méthanisation dans l'activité agricole offre d'importantes opportunités. Elle contribue à répondre aux enjeux environnementaux et énergétiques de notre pays. Elle permet d'assurer aux agriculteurs un revenu complémentaire dans le contexte actuel de fragilité des exploitations lié à la forte volatilité des coûts de production et des prix de vente, tout en participant à la dynamique de développement économique territorial.

Ce plan a été présenté dans le cadre du débat national sur la transition énergétique qui donnera lieu à une loi de programmation à l'automne.

2.2.3 Le cadre réglementaire

2.2.3.1 L'unité de méthanisation : installation classée au titre de la protection de l'environnement:

Le Décret n° 2010-875 du 26 juillet 2010 a modifié la nomenclature ICPE et a créé le régime de l'enregistrement.

Le lactosérum est introduit dans la nomenclature et le seuil d'autorisation pour les **quantités de matières traitées est relevé à 50 t/j**, l'enregistrement étant compris entre 30t/j et 50t/j.

Titre de la rubrique : Installations de méthanisation de déchets non dangereux ou matière végétale brute à l'exclusion des installations de stations d'épuration urbaines

N° de rubrique

Libellé	**2781**	**Soumise à autorisation rayon d'affichage 2 km**	**Soumise à enregistrement**	**Soumise à déclaration avec contrôles périodiques**
Méthanisation de matière végétale brute, effluents d'élevage, matières stercoraires, lactosérum et déchets végétaux d'IAA	**2781-1**	**Si La quantité de matières traitées étant >ou égale à 50t/j de matière**	**Entre 30t/j et 50t/j**	**Si la quantité de matières traitées étant < 30t/j de matière**
Méthanisation d'autres déchets non dangereux	**2781-2**	**automatiquement**		

Plus d'info :

http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000022522129&dateTexte=&categorieLien=id

L'arrêté enregistrement :

http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000022727437&fastPos=1&fastReqId=430625592&categorieLien=id&oldAction=rechTexte

Les arrêtés relatifs à l'autorisation et la déclaration :

Arrêté du 10 novembre 2009 fixant les règles techniques auxquelles doivent satisfaire les installations de méthanisation soumises à autorisation en application du titre Ier du livre V du code de l'environnement

http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=5E04923B980AA2588F43ECCE2726D253.tpdjo05v_1?cidTexte=JORFTEXT000021334497&dateTexte=&oldAction=rechJO&categorieLien=id

Arrêté du 10 novembre 2009 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées de méthanisation soumises à déclaration sous la rubrique n° 2781-1

http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=DF1D719723FD694C267B9C5C6D5FF8AA.tpdjo05v_1?cidTexte=JORFTEXT000021334587&dateTexte=&oldAction=rechJO&categorieLien=id

Concernant la combustion du biogaz une nouvelle classe la 2910 c a été créée plaçant la demande d'autorisation à 800 kW PCI alors qu'avant elle était à 100 kW. Elle créé aussi une classe intermédiaire déclaration avec contrôle périodique. L'arrêté concernant les prescriptions techniques des installations de combustion de biogaz soumises à autorisation a été publié.

A. Lorsque l'installation consomme exclusivement, seuls ou en mélange, du gaz naturel, des gaz de pétrole liquéfiés, du fioul domestique, du charbon, des fiouls lourds ou de la biomasse, à l'exclusion des installations visées par d'autres rubriques de la nomenclature pour lesquelles la combustion participe à la fusion, la cuisson ou au traitement, en mélange avec les gaz de combustion, des matières entrantes, si la puissance thermique maximale de l'installation est :		
1) supérieure ou égale à 20 MW :	**(A)**	**3**
2) supérieure à 2 MW, mais inférieure à 20 MW :	**(D C)**	
B. Lorsque les produits consommés seuls ou en mélange sont différents de ceux visés en A et si la puissance thermique maximale est supérieure à 0,1 MW :	**(A)**	**3**
C. Lorsque l'installation consomme exclusivement du biogaz provenant d'installation(s) classée(s) sous la rubrique 2781-1 et si la puissance thermique maximale de l'installation est supérieure à 0,1 MW :		
1. lorsque le biogaz est produit par une installation soumise à autorisation ou par plusieurs installations soumises à déclaration au titre de la rubrique 2781-1	**(A)**	**3**
2. Lorsque le biogaz est produit par une seule installation soumise à enregistrement au titre de la rubrique 2781-1	**(E)**	
2. lorsque le biogaz est produit par une seule installation, soumise à déclaration au titre de la rubrique 2781-1	**(D C)**	

les prescriptions pour les installations d'une puissance supérieure ou égale à 20MW soumises à autorisation au titre de la rubrique 2910 s'applique pour les installations de combustion de biogaz de la rubrique 2910B 1 et aux plus grosses installations de la rubrique 2910C 1.

2.2.3.2 Cogénération biogaz : le tarif d'achat de l'électricité, réévalué tardivement

Le tarif d'achat de l'électricité à partir du biogaz a été revu en 2006 (JO, République Française 2006) puis réévalué en 2011, puis réévalué en été 2013 par l'arrêté du 30 juillet 2013 modifiant la prime « effluents d'élevage » . Conformément à l'article 1 de l'arrêté, cette modification vaut pour les installations pour lesquelles la demande complète de raccordement est effectuée pour la première fois à partir du 8 août 2013.

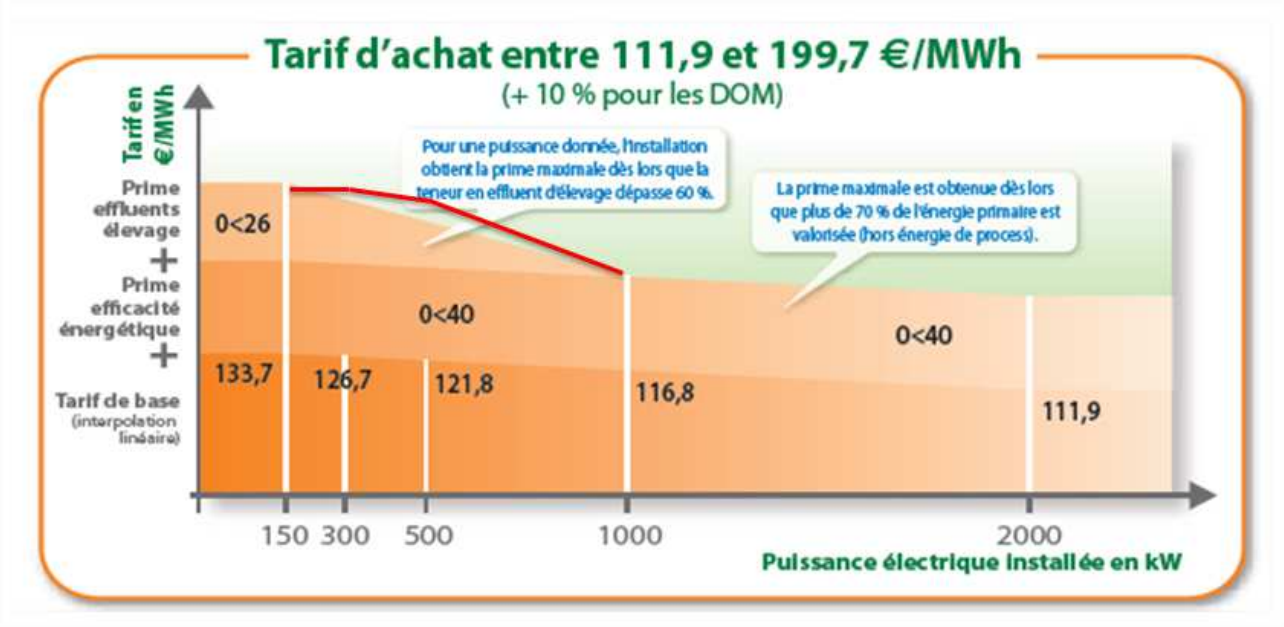
Il se compose de la façon suivante : T + Pe +Pr

- T tarif en fonction de la P max
- Pe : prime à l'efficacité énergétique
- Pr : prime pour le traitement d'effluents d'élevage

- VALEUR du tarif T [c€/kWh]
  - A l'exception des ISDND
    - Pmax ≤ 150 kW : 13,37 c€/kWh
    - Pmax = 300 kW : 12,67 c€/kWh
    - Pmax = 500 kW : 12,18 c€/kWh
    - Pmax = 1 000 kW : 11,68 c€/kWh
    - Pmax ≥ 2 000 kW : 11,19 c€/kWh
  - Pour les ISDND
    - Pmax ≤ 150 kW : 9,745 c€/kWh
    - Pmax ≥ 2 MW : 8,121 c€/kWh

- Les valeurs intermédiaires sont définies par interpolation liénaire.

- Pe est la prime à l'efficacité énergétique et est définie de la façon suivante :
  - Si V ≤ 35 % : Pe = 0 c€/kWh
  - Si V ≥ 70 % : Pe = 4 c €/kWh
  - Si 35 %< V < 70 % : interpolation linéaire
  -
- Pr est la prime pour le traitement des effluents d'élevage, elle dépend :
  - de la puissance de l'installation, avec une valeur maximal nommée Prmax
    - Pr_{max} **≤300 kW** : 2,6 c€/kWh
    - Pr_{max} **≤500 kW** : **2,1 c€/kWh**
    - Pr_{max} ≥ 1 000 kW : 0 c€/kWh
    - 150 < Pr_{max} < 1000 kW : interpolation linéaire
  - du % d'effluents, avec une interpolation linéaire entre
    - Ef ≤ 20 % : 0 c€/kWh
    - Ef ≥ 60 % : Pr_{max}



Tarif d'achat de l'électricité pour les unités de méthanisation (hors ISDND), selon l'arrêté du 19 mai 2011 – © ADEME, AILE, Solagro, Trame – La méthanisation à la ferme, Guide pratique – Septembre 2011et modification en rouge

Pour les installations alliant **cogénération et injection**, il existe un tarif d'achat, dit tarif « double valorisation », publié récemment fin février 2013 (arrêté tarifaire du 27 février 2013 modifiant l'arrêté cogénération du 19 mai 2011).

2.2.3.3 L'injection du biogaz dans le réseau

Actuellement trois installations injectent du Biométhane dans le réseau de gaz naturel dont une installation à la ferme : bioénergie de la Brie.

L'AFSSET a rendu un avis fin 2008 sur les impacts sanitaires du biogaz dans le réseau de gaz naturel.

Pas de risque pour :

- le biogaz épuré issu de déchets ménagers et assimilés, produit en installation stockage de déchets non dangereux ;
- le biogaz épuré issu de la méthanisation en digesteur de déchets non dangereux que sont :
    - o les biodéchets triés à la source,
    - o les déchets ménagers triés sur site,
    - o les déchets agricoles (effluents d'élevage et déchets végétaux),
    - o les déchets de la restauration collective,
    - o les déchets organiques fermentescibles de l'industrie agro-alimentaire.

MAIS l'AFSSET, ne disposant pas de données suffisantes sur les biogaz issus de boues des stations d'épuration et des déchets industriels, n'a pas rendu d'avis.

Le Ministère a pris connaissance de cet avis, pour les demandes d'injection, il étudiera toutes les demandes et procèdera au cas par cas. L'ANSES a été à nouveau saisie pour le biogaz de STEP et a enfin répondu au Ministère début 2013, permettant la mise en place d'un tarif et d'une réglementation favorable à l'injection à partir biogaz de STEP. Les textes à ce jour ne sont pas encore parus, le changement de Ministre cette année ayant perturbé le calendrier.

En savoir plus : http://www.afsse.fr/index.php?pageid=690&newsid'=404&MDLCODE=news

Un groupe de travail national piloté par la DGEC du MEDDEM a réuni des professionnels du secteur pour définir les conditions d'injection du biogaz dans le réseau de gaz naturel. Un rapport est finalisé et devrait servir de base pour l'élaboration des conditions techniques réglementaires et tarifaires permettant l'injection du biogaz dans le réseau de gaz naturel.

Ce groupe c'est transformé en groupe technique pour préparer concrètement et techniquement l'injection dans les réseaux de transport et de distribution.

Les décrets permettent aujourd'hui d'envisager un projet d'injection

Décret n° 2011-1594 du 21 novembre 2011 relatif aux conditions de vente du biométhane aux fournisseurs de gaz naturel
NOR : DEVR1107323D
http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000024829777&dateTexte=&categorieLien=id

Le texte qui créé le contrat d'achat et le tarif d'achat

Décret n° 2011-1595 du 21 novembre 2011 relatif à la compensation des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel
NOR : DEVR1107324D
http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000024829782&dateTexte=&categorieLien=id

Décrit le mécanisme de la compensation financière due à l'acheteur de biométhane

Décret n° 2011-1596 du 21 novembre 2011 relatif aux garanties d'origine du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel
NOR : DEVR1126146D

http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000024829806&dateTexte=&categorieLien=id

Ce texte instaure la garantie d'origine du biométhane, ce qui va permettre à un vendeur de gaz de prouver l'origine du biométhane vendu

Décret n° 2011-1597 du 21 novembre 2011 relatif aux conditions de contractualisation entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz naturel
NOR : DEVR1126147D
http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000024829828&dateTexte=&categorieLien=id

Le présent décret définit les conditions dans lesquelles les producteurs de biométhane peuvent bénéficier d'un contrat d'achat de leur production par les fournisseurs de gaz naturel et les principaux termes de ce contrat. Un producteur de biométhane souhaitant bénéficier d'un contrat d'achat doit formuler une demande auprès du préfet, accompagnée d'un dossier dont la liste des pièces est précisée dans le présent décret. Le préfet dispose de deux mois pour délivrer une attestation au producteur. Peuvent bénéficier d'un contrat d'achat les installations de méthanisation dont le biogaz ou le biométhane produits n'ont jamais fait l'objet d'un contrat d'achat, ni été valorisés sous forme d'autoconsommation. Le contrat est conclu pour une durée de quinze ans. Son entrée en vigueur est subordonnée à la mise en service de l'installation, qui doit intervenir dans un délai de trois ans après la signature du contrat. Les ministres chargés de l'énergie et de l'économie approuvent des modèles indicatifs de contrats d'achat après consultation des organisations représentatives des fournisseurs et des producteurs de biométhane et après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Les conditions d'achat, notamment tarifaires, du biométhane injecté sont précisées par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie. Le producteur de biométhane doit également conclure un contrat de raccordement et un contrat d'injection avec le gestionnaire du réseau dans lequel est injecté sa production.

Ainsi que les arrêtés suivants

Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la **nature des intrants** dans la production de biométhane pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel

Il précise le type de déchets acceptables

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

C'est l'arrêté tarifaire qui fixe un tarif de base en fonction de la CAPACITÉ MAXIMALE de production en en c€/kWh PCS

TBASE

Inférieure ou égale à 50 m³/h	9,5
Comprise entre 50 et 100 m³/h	Interpolation linéaire entre 9,5 et 8,65
Comprise entre 100 et 150 m³/h	Interpolation linéaire entre 8,65 et 7,8
Comprise entre 150 et 200 m³/h	Interpolation linéaire entre 7,8 et 7,3
Comprise entre 200 et 250 m³/h	Interpolation linéaire entre 7,3 et 6,8
Comprise entre 250 et 300 m³/h	Interpolation linéaire entre 6,8 et 6,6
Comprise entre 300 et 350 m³/h	Interpolation linéaire entre 6,6 et 6,4
Supérieure ou égale à 350 m³/h	6,4

Plus une prime en fonction des intrants

$$PI = PI1 \times p1 + PI2 \times p2$$

PI1 = 0,5 c€/kWh PCS
Et p1 est la proportion (en tonnage) de déchets des collectivités (hors boues de station d'épuration), déchets des ménages et assimilés ou déchets de la restauration hors foyer dans l'approvisionnement total de l'installation

PI2 est définie dans le tableau ci-après :

CAPACITÉ MAXIMALE de production	PI (en c€/kWh PCS)
Inférieure ou égale à 50 m³/h	3
Comprise entre 50 et 350 m³/h	Interpolation linéaire entre 3 et 2
Supérieure ou égale à 350 m³/h	2

p2 est la proportion (en tonnage) des produits issus de cultures intercalaires à vocation énergétique et des déchets ou résidus provenant de l'agriculture, de la sylviculture, de l'industrie agroalimentaire ou des autres agroindustries dans l'approvisionnement total en intrants de l'installation, calculée sur une base annuelle.

Arrêté du 23 novembre 2011 relatif aux modalités de **désignation de l'acheteur de biométhane de dernier recours**

Est le texte qui garantie à tout producteur de biométhane la possibilité de vendre sa production à un acheteur

Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la part du **montant des valorisations financières des garanties d'origine** venant en réduction des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel donnant droit à compensation

Ce texte défini et précise les modalités financières et de gestion de la garantie d'origine.
Le gestionnaire du registre des garanties d'origine a été retenu il s'agit de GrDF.

Les types de projets : des logiques différentes
Les techniques les acteurs et le montage des opérations varient en fonction du type de projet.

2.3 Les types de projets

2.3.1 Projets basés sur une logique de traitement

La motivation du porteur (collectivité, industriel voire agriculteur) reste une nécessité de réponse aux exigences d'une réglementation, qu'elle soit sur les déchets ou les effluents, avec des coûts de traitement de la matière intégrés dans le projet.

Pour les projets basés sur le traitement des ordures ménagères, l'unité est composée d'une partie destinée à la réception, au tri et à la préparation des déchets, puis de la phase méthanisation et enfin d'un espace de traitement du digestat associé parfois à une plateforme de compostage. Le biogaz est stocké dans un gazomètre puis utilisé dans les équipements de valorisation co-génération le plus souvent.

Les stations d'épuration publiques ou industrielles intègrent un méthaniseur dans le process de traitement des effluents.

2.3.2 Les logiques de production de biogaz

Dans le cas de la méthanisation agricole, produire du biogaz correspond à une volonté de diversification :

- pour l'installation d'un jeune,
- pour entreprendre une mutation de l'exploitation…

L'unité de méthanisation se compose d'un espace de réception et stockage des intrants (extérieurs à la ferme), d'une étape d'hygiénisation éventuelle, avant introduction dans le digesteur. Il y aussi les équipements de la valorisation du biogaz (traitement stockage valorisation). Le digestat est stocké une partie de l'année dans des cuves avant épandage aux périodes réglementaires et selon les besoins des cultures.

L'unité est très automatisée avec une gestion et un suivi par ordinateur. Certains constructeurs proposent des suivis en continu de la biologie des installations et avec possibilité de prendre en main la conduite de l'installation à distance.

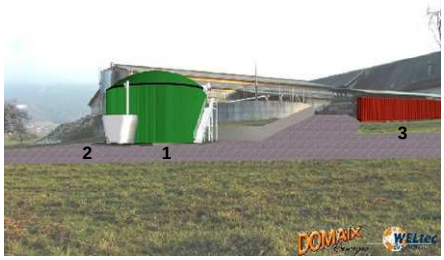
Exemple le GAEC du Châtelet extrait de la lettre N°33 de Rhônalpénergie-Environnement

Le GAEC des Châtelets, situé à Gruffy (74), a souhaité développer une unité de méthanisation afin de créer une source de revenu supplémentaire, sans augmenter la surface agricole (165 ha) ou le cheptel (170 bovins). Cette exploitation a des besoins en énergie thermique pour la salle de traite, le séchage de fourrages et les habitations des agriculteurs. Plusieurs maisons sont à proximité du bâtiment d'élevage et peuvent être reliées à un réseau de chaleur renouvelable. L'unité, dont la mise en service est prévue en 2009, sera constituée d'un digesteur en acier (1), avec chauffage et agitateur, d'une trémie d'alimentation (2), d'un module de cogénération (3), d'un séparateur de phases, de deux cuves à digestat et d'une plateforme de stockage des intrants.

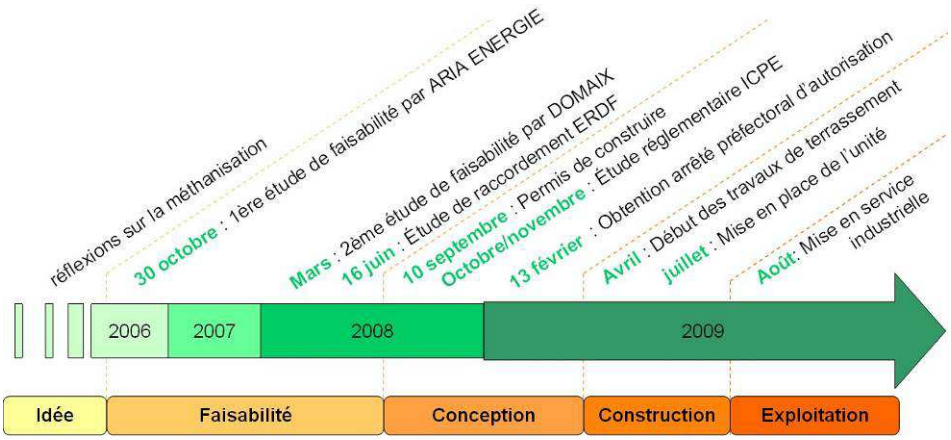
Le traitement des sous-produits de l'exploitation, d'industries environnantes et des déchets de l'intercommunalité, tout en assurant la distribution de chaleur via un réseau public, apporte une perspective territoriale intéressante. Un des objectifs à court terme intègre également la mise en place d'un jeune agriculteur, qui deviendra le troisième associé.

Chiffres clés :

- Unité de méthanisation avec un digesteur de 675 m^3
- Cogénération biogaz d'une puissance de 104 $kW_é$
- Production attendue :
  - 860 MWh/an thermiques
  - 830 MWh/an électriques
- Efficacité énergétique globale de 70 %
- 3 200 tonnes/an de matière organique valorisée



Les étapes du projet:



Rhônalpénergie-Environnement accompagne les projets de méthanisation agricole à la ferme et les projets territoriaux. Sur celui du GAEC des Châtelets, l'agence a apporté son expérience dans les domaines des réseaux d'énergie et a participé au montage des dossiers de subventions et à la validation des comptes d'exploitation prévisionnel afin d'assurer la pérennité du projet sur les 15 années de vente d'électricité.

Cette réalisation verra la mise en œuvre de la première unité de méthanisation agricole en Rhône-Alpes qui pourrait être suivie d'autres unités dans les prochains mois.

2.3.3 Les logiques territoriales

Elles sont de différentes natures portées par des acteurs différents : agriculteurs, collectivités, industriels…Elles sont territoriales dans les substrats captés, l'origine du projet et la valorisation du biogaz :

- meilleure gestion des effluents agricoles pour protéger la nappe d'eau,
- gestion des déchets du territoire,
- valorisation de la chaleur par un réseau de chaleur équipement structurant du territoire,
- production de biogaz et d'énergie renouvelable par valorisation de la matière organique des territoires.

L'unité, en générale assez importante, comprend les mêmes parties que celle de la méthanisation agricole. Elle se différencie par une logistique plus développée, une surface plus importante et un nombre d'intrants plus diversifiés. Elle s'accompagne d'un réseau de chaleur.

Coop de France et la FNCuma ont réalisé un guide pour accompagnement les projets de « méthanisation territoriale et multipartenariale ». Ce guide a été réalisé en partenariat avec AILE, avec le concours financier de l'ADEME et du Ministère en charge de l'Agriculture, avec l'appui technique du Cemagref, de Rhôanlpénergie-Environnement, de SOLAGRO, de TRAME. Le guide peut être commandé auprès de Coop de France (Coralie Mialon).

Introduction du dossier de presse de l'inauguration de l'unité de méthanisation multipartenariale et territoriale Géotexia - 17/06/2011 – Saint-Gilles du Mené (22)

Géotexia, un projet ambitieux pour son territoire.

Pour ceux qui le connaissent, Géotexia n'a rien d'un projet ordinaire. Ce n'est pourtant ni le premier, ni le plus grand, ni le moins onéreux parmi les différents projets de méthanisation. Son originalité, sa force, c'est de s'être construit afin de répondre aux enjeux de son territoire pour aujourd'hui et demain (qualité de l'eau, maintien d'une agriculture familiale, valorisation de la biomasse, création d'énergies renouvelables) et de s'être adapté aux suggestions et aux demandes des acteurs locaux.

Le projet initial de 1998, émanant de 30 éleveurs porcins, décidés à trouver une solution collective et coopérative afin de valoriser leurs effluents d'élevage, amènera 10 ans plus tard à la signature des documents définitifs en 2008. Il aura fallu tout ce temps de travail acharné, enrichi de rencontres, d'apprentissage en commun, parsemé de doutes et de découragements, pour lancer un appel d'offre afin de trouver des partenaires institutionnels, industriels et financiers. L'envie et la solidarité ont toujours eu le dernier mot.

Aujourd'hui nous sommes convaincus d'avoir un outil qui répond aux enjeux de demain. Il doit nous permettre, à tous, d'envisager les évolutions nécessaires en toute sérénité, car nul doute que la richesse de demain passera par tous types de valorisation et de recyclage des déchets que nous produisons tous !…

C'est pourquoi, à ce jour, nous, tous ceux qui ont participé, de près ou de loin, à l'aventure de GEOTEXIA, sommes immensément fiers de vous accueillir pour son inauguration. Vous trouverez, dans les pages qui vont suivre, des noms, des actions communes, des explications ainsi qu'un historique qui reflète toute cette aventure. Mais le partenariat de GEOTEXIA dépasse cette liste forcément incomplète et cette journée est donc dédiée à tous ceux qui se sont rendus aux réunions, qui ont donné leur avis, exprimé leurs craintes, leurs désaccords, qui ont apporté leurs connaissances, leur expérience, leurs capitaux, leurs outils, à tous ceux qui nous ont rendu visite, ceux qui nous ont accueilli, nous ont fait confiance, à tous ceux qui ont imaginé et créé Géotexia.

Dominique ROCABOY,
Président de GEOTEXIA

2.3.4 La logique d'autonomie énergétique.

Elle est portée par des agriculteurs qui recherchent à travers des systèmes simplifiés une production d'énergie utile à leur exploitation. Depuis 1 an on constate une forte agitation sur ce segment avec le positionnement des entreprises et la demande des territoires pour avancer sur ces technologies.

2.3.5 Les logiques de valorisation du biogaz.

Pour certaines collectivités il s'agira d'utiliser un biométhane comme carburant dans une logique de recyclage des déchets produits, de lutte contre l'effet de serre et de qualité de l'air urbain.

Pour des acteurs industriels, l'autonomie énergétique est visée.

On commence a voir pointer des initiatives et des volontés d'acheter du biométhane notamment avec des maîtres d'ouvrage inclus dans des projets d'urbanisme avec peu d'énergies fossiles ou a énergie positive.

Valérie BORRONI – Rhônalpénergie-Environnement - valerie.borroni@raee.org
Armelle DAMIANO, Simone HRUSCHKA – AILE – armelle.damiano@aile.asso.fr ou simone.hruschka@aile.asso.fr

2.4 Les installations existantes

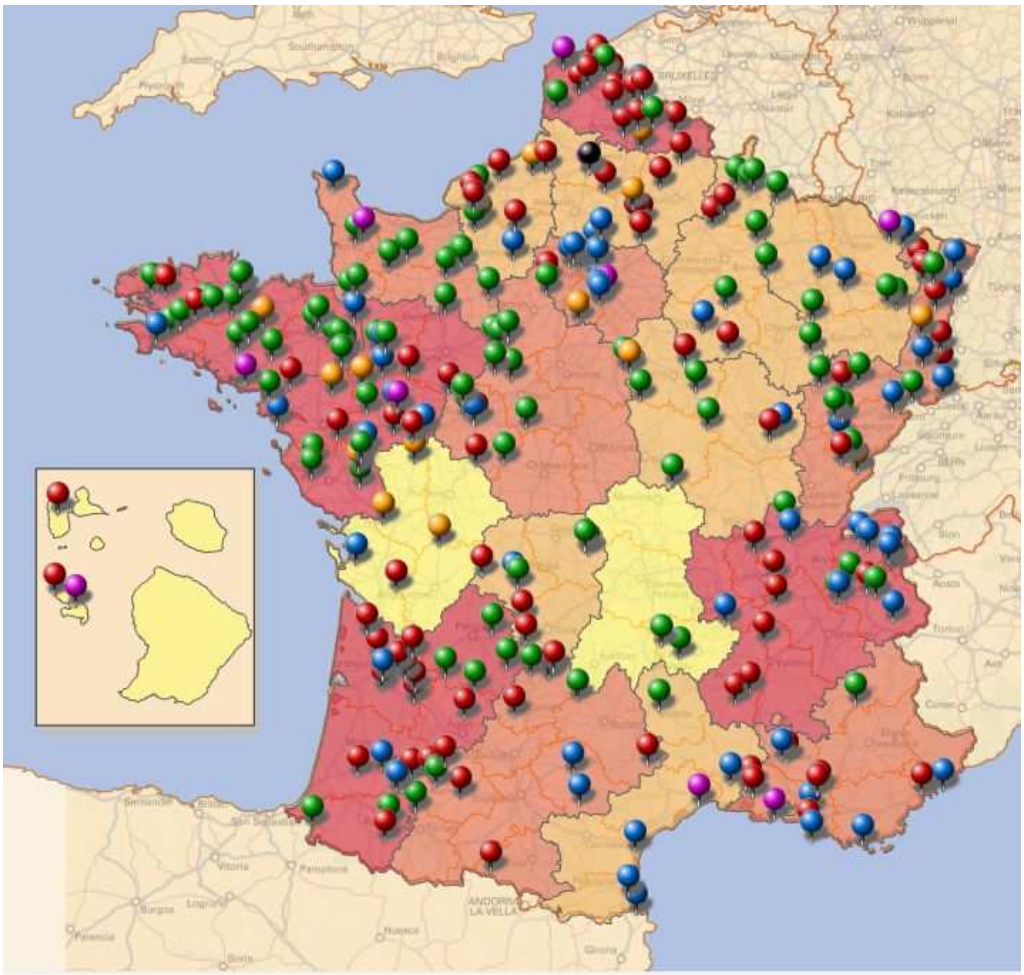
2.4.1 Installations à la ferme et centralisées en France

L'ATEE Club Biogaz a publié en 2011 un « état des lieux de la filière méthanisation en France ».

Le rapport distingue deux d'installation de « traitements » d'effluents agricoles : les projets à la ferme et les projets centralisés/territoriaux. La distinction est définie de la façon suivante :

> « Pour **les projets à la ferme**, un agriculteur ou groupement d'agriculteurs exploite(nt) l'installation, alors que **les installations centralisées / territoriales**, de taille plus conséquente, sont exploitées par des sociétés traitant les déchets de plusieurs structures agricoles, souvent conjointement à des effluents provenant d'autres secteurs (coproduits agro-industriels, déchets de grandes surfaces ou collectivités, boues de stations d'épuration…). Certains projets à la ferme se font en partenariat avec un lycée agricole (1 en service, 2 en construction), et certaines installations sont expérimentales (3 classées dans la catégorie "À la ferme"). »

Fin 2011, l'état des lieux indiquait 41 installations à la ferme et 7 centralisées en fonctionnement. Le recensement ADEME de mi 2013 indique 96 installations à la ferme (points verts) et 15 (points orange) centralisées soit un nombre multiplié par 2 en 2 ans.



© 2003 - 2013 SINOE® | Mentions légales | DynMAP

Région	A la ferme	Centralisée	TOTAL par Région
Alsace	250	1415	1665
Aquitaine	942	0	942
Auvergne	465	0	465
Basse-Normandie	2130	0	2130
Bourgogne	1066	0	1066
Bretagne	3389	1600	**4989**
Centre	1535	600	2135
Champagne-Ardenn	1223	0	1223
Franche-Comté	831	0	831
Haute-Normandie	360	1663	2023
Ile-de-France	251	1063	1314
Languedoc-Roussill	90	0	90
Limousin	420	0	420
Lorraine	1203	0	1203
Midi-Pyrénées	282	0	282
Nord-Pas-de-calais	422	1064	1486
PACA	150	0	150
Pays-de-la-Loire	1001	6297	**7298**
Picardie	0	700	700
Poitou-Charentes	0	2706	2706
Rhône-Alpes	470	0	**470**
TOTAL en Mwe	16480	17108	

Extraction de Sinoe

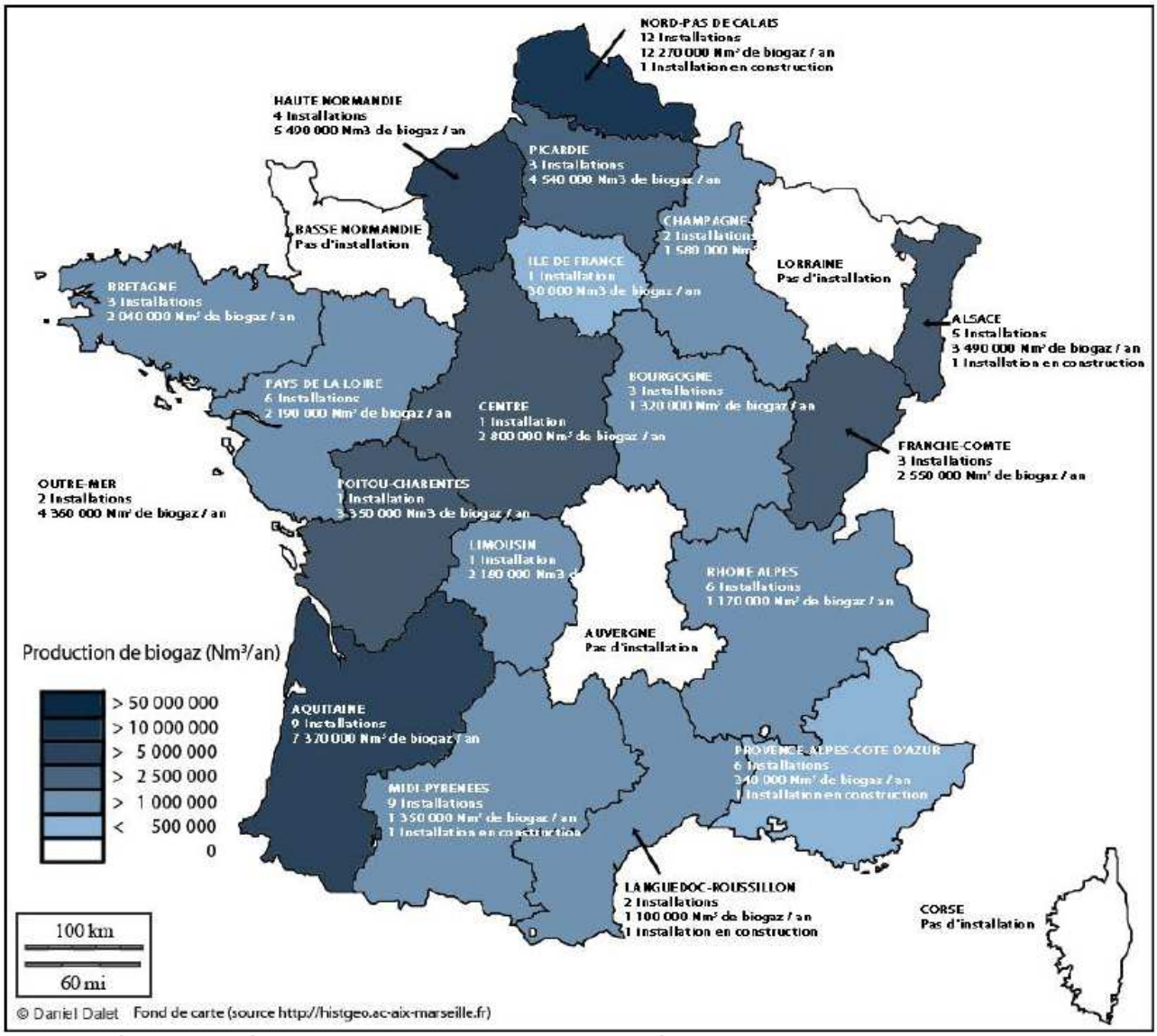
2.4.2 Les autres installations en France

L'ATEE Club Biogaz vient de publier un « état des lieux de la filière méthanisation en France ». Les données suivantes sont extraites de ce rapport.

- Secteur industriel : 80 installations recensées

Nombre d'installations	Tonnage d'effluents traités (t_{MS}/an)	Production de biogaz (Nm3/an)	Puissance électrique cumulée (MW)	Puissance électrique moyenne (kW)	Production totale d'énergie électrique (GWh/an)	Production totale d'énergie thermique (GWh/an)
Opérationnel						
80	149 400	57 000 000	1765	441,25	7,105	350
En construction						
4	1 228	500 000	0	0	0	NC

Tableau de synthèse de la méthanisation des effluents industriels

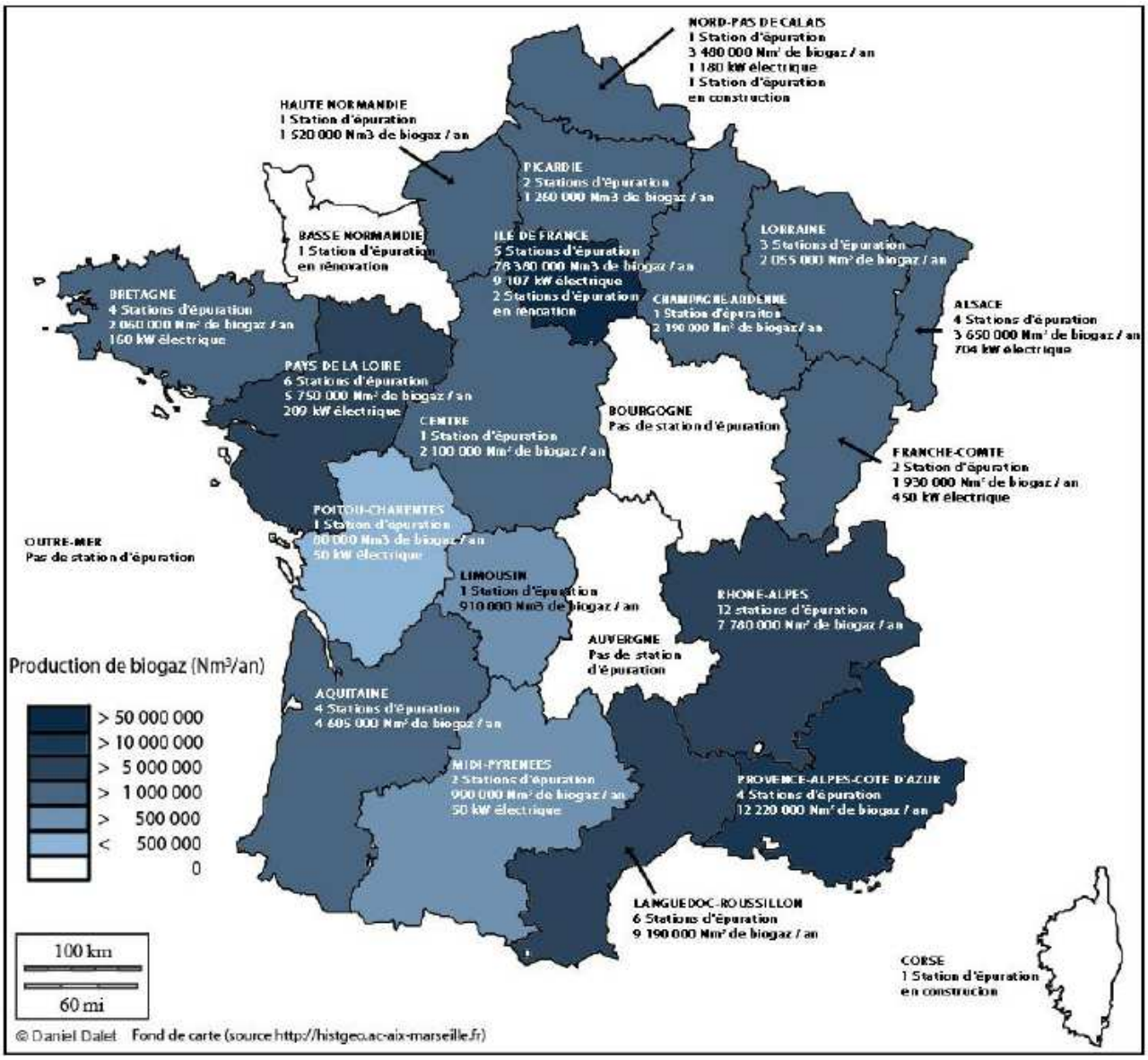


Répartition géographique des installations de méthanisation industrielles en France

- Stations d'épuration des eaux urbaines : 60 stations recensées équipées d'installation de digestion anaérobie

Nombre d'installations	Tonnage d'effluents traités (EH)	Production de biogaz (Nm3/an)	Puissance électrique cumulée (MW)	Puissance électrique moyenne (kW)	Production totale d'énergie électrique (GWh/an)	Production totale d'énergie thermique (GWh/an)
Opérationnel						
60	17 000 000	140 000 000	12,172	870	97	540
En construction						
4	1 530 000	13 110 000	0,190	190	1,52	70

Tableau de synthèse des installations de méthanisation en station des eaux urbaines

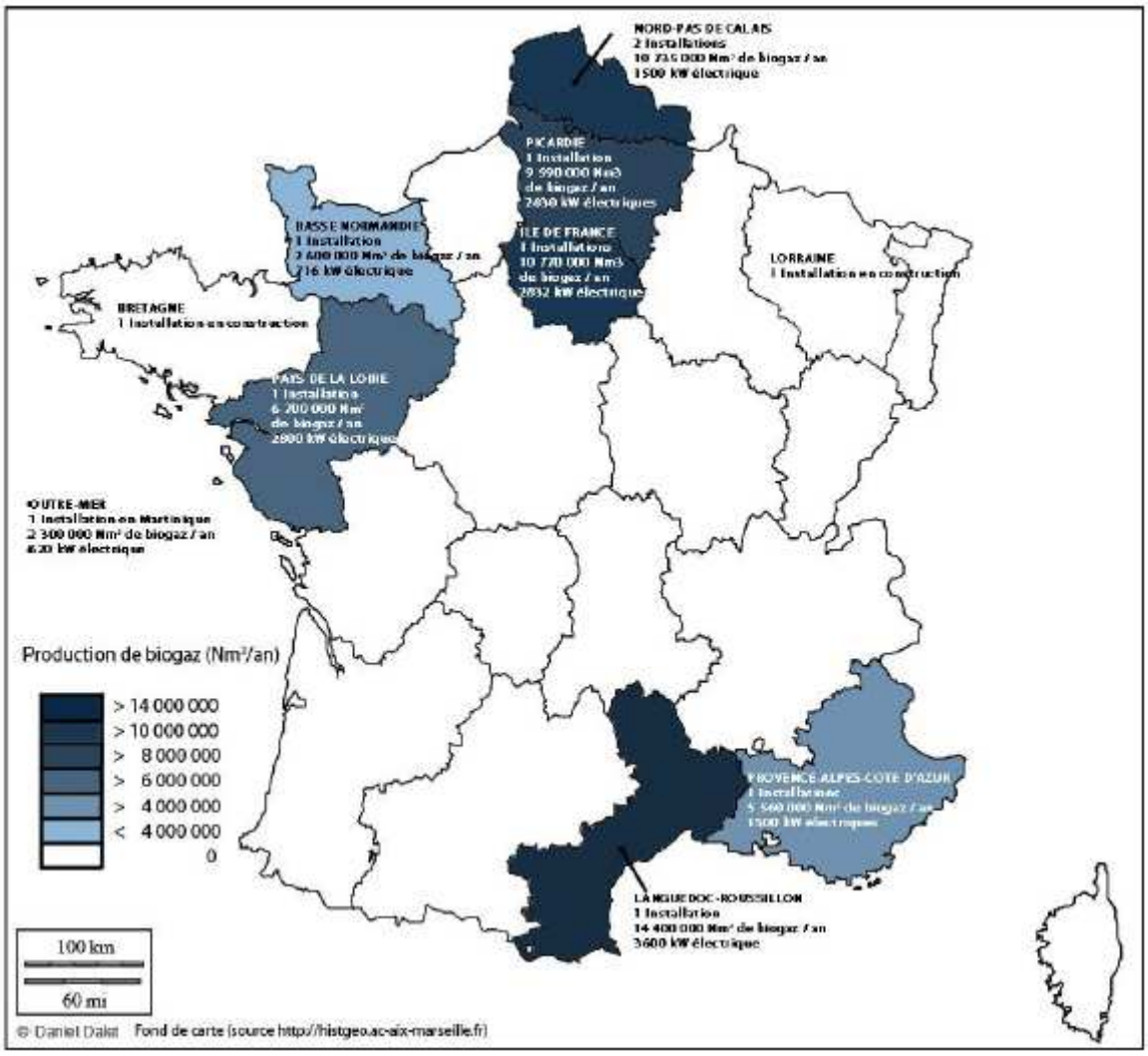


Répartition géographique des installations de méthanisation sur STEP des eaux urbaines

- Méthanisation des ordures ménagères : 9 centres en fonctionnement

Nombre d'installations	Tonnage d'effluents traités (tonnes de MB)	Production théorique de biogaz (Nm3/an)	Puissance électrique cumulée (MW)	Puissance électrique moyenne (kW)	Production totale d'énergie électrique (GWh/an)	Production totale d'énergie thermique (GWh/an)
Opérationnel						
9	200 000	64 000 000	16,4	2050	51	15,4
En construction						
2	53 700	7 150 000	NC	NC	14,7	16

Tableau de synthèse de la méthanisation des ordures ménagères



Répartition géographique des installations de méthanisation des ordures ménagères

3 Les conditions de développement de la filière en FRANCE

3.1 Les filières

3.1.1 Certaines filières matures parfois controversées

On peut considérer que les savoir-faire existent dans les filières stations d'épuration urbaines et industrielles et le traitement des ordures ménagères (technique du tri-mécano biologique non soutenue par l'ADEME). En Rhône-Alpes deux projets sont en cours à Bourg en Bresse (OVADE) et à Roanne. Dans l'Ouest deux projets sont en cours à Vannes et Angers.

Les professionnels du déchet développent une expérience et un savoir-faire et ont une activité recherche et développement importante.

3.1.2 Une filière en voie de maturité pour la filière territoriale et agricole

Cette filière est en voie de maturité, elle nécessite un accompagnement et fait donc l'objet du projet européen Biomethane Regions animé par AILE pour la Bretagne et les Pays de la Loire, et par RAEE pour Rhône-Alpes.

Concernant les BET ou les accompagnateurs de projet, les premières formations au niveau national ont eu lieu en 2007 et se sont développées. Actuellement encore peu de BET présentent la double compétence énergie et méthanisation. Les formations sur le biométhane devront avoir lieu avec la montée en puissance de la filière.

Les prestations d'AMO se développent pour les projets à la ferme.

Pour les acteurs de la construction et de l'exploitation, on peut aujourd'hui affirmer que l'ensemble des niches sont couvertes par une ou plusieurs entreprises, du développement à la fourniture d'équipements ou à la prestation d'une unité clé en main. On constate qu'il y a une offre assez développée de constructeurs européens sur le territoire Français.

Cependant, la construction et l'exploitation d'une unité de méthanisation ne peut s'affranchir d'un cortège d'entreprises locales (Béton, réseaux….), ce qui nécessite de densifier le cortège des entreprises régionales.

Concernant les activités de cogénération, certains constructeurs ont prévu de passer des contrats avec des sociétés d'exploitation de cogénération au gaz naturel pour développer un réseau de techniciens sur le terrain capables d'assurer la maintenance des cogénérations biogaz.

Si les systèmes pâteux sont les plus représentés en Europe, en Rhône-Alpes, beaucoup de demandes émanent d'éleveurs sur des systèmes discontinus sur fumiers, savoir-faire qui n'est pas très développé en Europe. Des entreprises commencent à proposer des systèmes de garages-box ou container adaptés à la thématique fumier.

Où se former :

ATEE: www.biogaz.atee.fr/

Solagro : www.solagro.org/site/005.htm

ADEME : www.ademe.org

Enéa Consulting : formation-(at)-enea-consulting.com

3.1.3 Les perspectives de développement des projets agricoles et territoriaux

Aussi, trouver « le bon projet » compte tenu du contexte français n'est pas évident car il nécessite la valorisation thermique complète de la chaleur produite. La plupart du temps, une approche territoriale est nécessaire pour atteindre une taille critique et une valorisation énergétique intéressante. Ceci implique les collectivités et leurs organismes associés et complique grandement le montage d'opération, avec plus d'acteurs, des enjeux différents et des processus de décision différents. Par ailleurs, l'agriculture n'est pas la seule porteuse de projet, les industries ou les collectivités peuvent être à l'initiative de projets territoriaux.

Les nouveaux tarifs permettre aux installations à la ferme de revoir, à rentabilité égale, leur taille de projet à la baisse : avec moins d'intrants, moins d'investissement et moins d'épandage.

3.1.4 Accompagner les porteurs agricoles : une nécessité.

L'agriculteur qui a un projet a besoin d'être accompagné, pour l'aider dans ses démarches et dans la définition de son projet. Il peut s'appuyer sur des partenaires de terrain qui n'ont pas toujours un niveau de compétence technique important. Par ailleurs, au sein de ces structures, les priorités ne sont parfois pas claires, ou le pouvoir d'investissement est limité.

Un outil d'analyse financé par l'ADEME qui permettent de réaliser une première analyse technique et financière sur des systèmes pâteux à liquides.

Concernant l'étude de faisabilité, elle coûte encore très chère de 5 000 à 15 000 € et les résultats ne sont pas toujours à la hauteur des attentes, notamment sur la recherche de co-substrats et l'approche territoriale.

Afin d'aider les porteurs dans leur démarches, Rhônalpénergie-Environnement a réalisé un guide des démarches administratives, dont la première version est disponible sur le site : www.biogazrhonealpes.org

Le nouvel arrêté méthanisation instaure une formation qualifiante pour les futurs propriétaires d'installation. Cette formation est en, cours de préparation avec TRAME-AILE et Rhônalpénergie-Environnement pour le volet agricole. Elle concernera la sécurité sur les installations et leur maintenance sachant que les constructeurs s'engagent en général à la formation de l'exploitant sur son site.

3.1.5 Les collectivités : un rôle à jouer

Les collectivités, communes, communauté de communes, syndicats d'énergies peuvent être concernés au titre de leurs multiples compétences :

- par le traitement des déchets,
- la distribution d'énergie (chaleur, électricité gaz),
- le développement économique local,
- l'aménagement du territoire et l'occupation des sols

Certaines souhaitent être maître d'ouvrage au titre de projets territoriaux. Les montages juridiques et financiers restent encore à définir.

Rhônalpénergie-Environnement a réalisé une étude juridique sur le montage possible…

3.1.6 Des coûts d'investissement très importants :

- Les études préalables :
  - Diagnostic : de 2 000 à 3 000 €
  - Etude de faisabilité : de 5 000 à 15 000 €
- Les démarches administratives :
  - Autorisation : jusqu'à 15 000 €
  - Permis de construire : jusqu'à à 5 000 € (ébauche architecturale)

- Le méthaniseur et ses équipements avec valorisation en cogénération (données moyennes sur une quinzaine de réalisations dans l'ouest) :
  - 7 000 € /kWe installé en investissement total (hors traitement de digestat) pour une fourchette de 100 à 250 kWe
  - dont 33 % pour la valorisation énergétique, soit environ 2 000 €/kWe

Exemples d'installations réalisées en France:

- 35 kW : 700 000 €
- 500 kW : 3 000 000 €
- 1 MWe : 5 000 000 €

- Concernant l'injection on attend encore un retour d'expérience
-

Ne pas oublier d'ajouter :

- Le matériel d'épandage, de recherche de co-substrats
- L'hygiénisation des sous-produits animaux si utilisation

Les recettes de l'installation :

- Les redevances traitement : à négocier avec les fournisseurs. La tendance est à la baisse voire à la nécessité de les acheter dû à la conjoncture « tendue » sur les co-produits ;
- La vente de chaleur : 20-40 €/MWh (concurrence) ;
- La vente d'électricité :
- La vente de digestat en échange d'un plan d'épandage ; la commercialisation (« grand public ») n'est possible que si le produit est homologué ou normé, ce qui n'est le cas d'aucune unité à ce jour en France.
- La vente de biométhane s'il y a injection

3.2 Les points importants à baliser pour un projet à la ferme ou territorial

Ils sont détaillés dans le guide réalisé par Coop de France et la FN Cuma. sur : http://www.coopdefrance.coop/fr/55/guides-pratiques/

3.2.1 Trouver des co-substrats

On constate que le tarif d'achat de l'électricité en France oblige le porteur de projet agricole à se faire rémunérer pour le traitement de déchets extérieurs à la ferme ; or, ceux-ci sont de plus en plus volatiles, une concurrence s'exerce pour récupérer des déchets organiques, ce qui permet à certains industriels de les céder gratuitement voire de les vendre. Par ailleurs les professionnels du déchet détiennent une partie des matières et ne souhaitent pas s'en voir dessaisis. Ce constat n'est pas favorable à l'équilibre économique des installations notamment à la ferme.

A l'heure actuelle, pour la plupart des matières organiques, il est difficilement envisageable de conclure des contrats sur du long terme (15 ans). Ce constat peut donc fragiliser le financement des installations par des incertitudes à moyen terme.

Le choix du substrat et notamment des co-substrats peut influencer le montage de l'opération. Comme l'impose la directive européenne, l'utilisation de sous-produits animaux implique dans certains cas l'hygiénisation des co-substrats : 1 h à 70 °C.

Par ailleurs certains projets à grande échelle, portés par des collectivités et/ou industriels, peuvent perturber localement les possibilités de traitement de co-substrats par des projets à la ferme, les matières organiques disponibles sur le territoire étant happées par le gros projet.

Le porteur devra bien identifier tous les bénéfices et les limites d'aller chercher un co-substrat. L'objectif n'est pas d'augmenter la puissance de la cogénération mais bien d'augmenter la rentabilité du projet : le pouvoir méthanogène du substrat permettra de dégager un bénéfice (recette de revente d'électricité et de chaleur – coût de production sur l'installation) à comparer aux coûts de transport pour rechercher le co-substrat et temps passé à récupérer la matière organique. D'un point de vue environnemental et des GES, il est important de mesurer l'impact des transports par rapport à la substitution de CO2 fossile lié à la production d'électricité et d'énergie renouvelable.

3.2.2 Vérifier les possibilités d'implantation de l'unité

Un permis de construire sera nécessaire pour construire l'installation. Aussi, concernant le choix du site, la concordance avec le PLU est recherchée : l'unité de méthanisation peut être considérée soit comme un équipement industriel soit comme un équipement agricole, tout dépendra du type de projet, du porteur et notamment des co-substrats, mais surtout de l'interprétation des techniciens en charge du dossier. Cette interprétation pourra varier d'un territoire à l'autre et donc favoriser ou pénaliser les projets.

3.2.3 Communiquer

Si la nécessité de lutte contre l'effet de serre est maintenant connue du grand public, les moyens d'y arriver ne sont pas encore tous bien identifiés. Aussi, en matière de perception et de connaissance de la méthanisation, les élus comme les citoyens n'ont pas encore trop d'avis sur la question.

Par contre, le traitement des déchets, les transports, le gaz sont des sujets sensibles qu'il faut savoir anticiper et expliquer.

Certains élus issus ou qui connaissent le monde agricole font du lobbying en faveur de la méthanisation dans une logique de production de biogaz et de diversification agricole. Pour d'autres, la méthanisation est un moyen de traitement de déchets avec un certain nombre d'interrogations sur les nuisances éventuelles : odeurs, et transports de déchets. La méthanisation est une filière transversale qui touche l'énergie, les déchets, le retour au sol, la matière organique, avec des enjeux multiples. Aussi pour un élu, ce n'est pas toujours facile de faire la part des choses.

L'expérience développée en France montre qu'il devient très important de communiquer localement sur un projet, afin que les acteurs du territoire puissent se l'approprier et l'accepter.

Par ailleurs, les enjeux autour de la matière organique sont parfois multiples.

Concernant la perception de la méthanisation par les acteurs de l'administration, elle est variable en fonction du degré de connaissance de la personne et de sa propre expérience.

Les arguments en faveur de la méthanisation sont multiples :

- Pour l'agriculture :
    - Des revenus supplémentaires et la diversification des ressources qui pourrait permettre installation d'un jeune ;
    - Des débouchés locaux pour des cultures en dérobé, des résidus de cultures et des sous-produits végétaux ;
    - Une autonomie énergétique pour la chaleur (sans lien avec les énergies fossiles) ;
    - La valorisation des investissements réalisés dans le cadre de la mise aux normes de l'élevage ;
    - La réduction de l'achat d'engrais minéraux par la production d'engrais azoté ;
    - La transformation de lisiers et fumiers en un produit plus assimilable par les plantes ;
    - La possible valorisation des jachères pour un usage énergétique (mise en culture et épandage) ;
    - Un nouveau rôle pour l'agriculture : fournisseur et gestionnaire d'énergie, le traitement de matière organique au service du territoire ;
- Pour le territoire :
    - La production d'électricité et de chaleur renouvelable et locale ;
    - Le traitement de proximité des déchets organiques d'un territoire ;
    - La réduction des transports de matières organiques ;
    - La synergie entre les différents acteurs (agriculteurs, collectivités, industriels) ;
    - Le renforcement de l'agriculture locale, acteurs du paysage, de l'économie locale et du tissu social ;
    - La création potentielle d'emplois ;
    - La diminution des odeurs liées aux épandages ;
    - Le développement des réseaux de chaleur, un service public ;
- Pour l'environnement :
    - La réduction des émissions de gaz à effet de serre liés aux effluents, lors de la méthanisation et du stockage, mais aussi lors des épandages de la matière organique et par substitution d'énergie fossile ;
    - La production d'énergies renouvelables ;
    - La protection des nappes d'eau souterraines ;
    - La gestion durable et locale des déchets organiques.

Concernant les élus, ceux-ci ont en général un niveau d'information identique au grand public. Par contre, ils connaissent les enjeux pour leur territoire. De ce fait, ils faudra les informer le plus en amont possible afin qu'ils puissent porter le projet et bien identifier tous les gains pour le territoire. Par ailleurs ils pourront être un appui important lors du montage des opérations.

Pour les techniciens de la fonction publique qui seront amenés à donner un avis au cours des démarches administratives, ils sont organisés en un réseau qui comprend des spécialistes aux compétences variées. Ces techniciens se forment et capitalisent de l'information technique. C'est un public à informer et sensibiliser en priorité.

En matière de méthanisation agricole, des outils de communication existent en France, ils restent encore très techniques.

- un guide pratique sur « la méthanisation à la ferme », publié en septembre 2011, réalisé par l'ADEME, Aile, Solagro et Trame ;
- un guide pratique pour « réussir un projet de méthanisation territoriale multipartenariale », publié en 2011, réalisé par Coop de France et FN Cuma : http://www.coopdefrance.coop/fr/55/guides-pratiques/

Rhônalpénergie-Environnement a créé plusieurs documents à destination des élus :

- un sur l'approche territoriale ;
- une brochure distribuée dans les collectivités en Rhône-Alpes présentant la filière et ses perspectives.

De plus AILE et Rhônalpénergie-Environnement ont publié des fiches généralistes sur cette filière et de présentation d'unités en fonctionnement.

On constate cependant qu'il y a encore assez peu de documents à l'attention du grand public.

⇨ L'expérience du bois énergie montre qu'il est important, pour les décideurs autour d'un projet, d'aller visiter des installations afin de lever les dernières réticences et les freins éventuels liés à un manque de connaissance.

3.2.4 Financer le projet

Le tarif d'achat de l'électricité produite à partir de biogaz de méthanisation ou le tarif d'achat du biométhane ne permettent pas systématiquement de rentabiliser les installations, aussi il existe des aides à l'investissement et des aides à l'accompagnement de projet.

Les subventions publiques :

- Pour les études préalables :des aides à l'étude possibles pour les réflexions construites portées par des acteurs locaux
- Pour l'investissement :
    - Les financeurs possibles sont :
        - L'ADEME,
        - Les Régions et Conseils généraux, selon les objectifs définis par les instances décisionnaires,
        - L'Europe via le FEDER ou le FEADER
        - L'agence de l'eau,
        - Les collectivités locales parfois (via les Pôles d'Excellence Ruraux par exemple).

Le ministère de l'agriculture a lancé le plan Le Plan Énergie Méthanisation Autonomie Azote dont les modalités pratiques d'application sont en cours de définition.

En savoir plus sur : http://agriculture.gouv.fr/Plan-Energie-Methanisation

Sur le territoire certains opérateurs proposent d'investir dans des projets de méthanisation, en prenant des parts dans la société créée.

Pour des projets de taille conséquente : on constate un positionnement favorable de la Caisse des dépôts et d'Oséo.

3.2.5 Valoriser le biogaz :

Pour la cogénération la valorisation de la chaleur est très importante pour la rentabilité d'un projet, d'autant plus qu'il est parfois difficile de valoriser toute la chaleur sur les bâtiments de l'exploitation agricole. En effet, la cogénération va produire de la chaleur sur toute l'année, aussi il faut trouver une valorisation estivale à cette chaleur :

- séchage
- réseau de chaleur
- production de froid…

Le coût d'installation d'une cogénération représente entre 1 500 € et 2 300 € le kWe installé, c'est un investissement considérable dans un projet (30-40 % du total), aussi il faut pouvoir le rentabiliser.

La vente de chaleur nécessaire à la rentabilité de l'opération génère parfois la création d'un réseau de chaleur qui impose un surcoût si c'est l'agriculteur ou l'industriel qui porte l'investissement, alors que ce service serait du ressort de la collectivité. Le coût estimé d'un réseau de chaleur est de 200-400 €/mètre linéaire de canalisation, hors équipements (sous-stations…).

Aussi, il paraît important de mobiliser les collectivités à travers la création d'équipements de service public afin que le porteur ne soit pas le seul responsable de ce service.

Les nouveaux tarifs publiés en 2011 sont favorables à des projets de taille petite à moyenne. Ils ont contribué à réduire la taille des projets en cours à la ferme.

La combustion est réalisable particulièrement dans des sites industriels ou dans les STEP. Mais d'un point de vue énergétique et économique il pourrait être pertinent d'étudier la cogénération. Les professionnels du traitement de l'eau qui ont en charge ses dossiers n'ont pas forcément le réflexe de la cogénération n'étant pas par ailleurs, producteur d'énergie.

3.2.6 Produire et valoriser du biométhane :

Le biométhane est un biogaz qui a été épuré pour répondre à des spécificités liées aux réseaux de gaz naturel ou aux moteurs de voiture. 3 installations fonctionnent en France. La filière est en construction. Les tarifs et les textes parus devraient d'ici la fin de l'année permettre de définir un ou des modèles technico-économiques.

Les contrats liés à l'injection sont pratiquement finalisés

Les opérateurs de réseau gazier se sont mobilisés pour répondre à la demande des porteurs.

La contrainte dans les réseaux reste la capacité d'absorption par le réseau de gaz naturel du biométhane produit. L'organisation du réseau de gaz naturel n'est pas la même que le réseau électrique, les conduites partent du réseau de transport vers un réseau de distribution qui s'affine et se réduit sous-forme d'ilots. Etre raccordé au réseau, pour l'instant, sous-entend alimenter l'ilot concerné, incluant les chutes de consommation en été.

Au national un sous-groupe du groupe de travail biométhane commence à aborder la faisabilité du rebours d'une canalisation petite vers une canalisation plus grosse, ouvrant l'accès pour le biométhane à un périmètre de consommateurs plus grand.

Concernant les stations d'avitaillement, elles sont similaires à celles du GNV à développer en France

3.2.7 Autres applications du biométhane :

Le LNG est un autre vecteur possible de développement du bio-méthane qui serait liquéfié et de fait transporté par camions… Ce développement se constate en Suède mais est au stade de la réflexion en France

3.2.8 Bien baliser le retour au sol des digestats :

Actuellement il n'y a pas de normalisation ou d'homologation du digestat. Une démarche de normalisation est pilotée par l'ATEE Club biogaz.

Les digestats seront soumis à plan d'épandage, sauf s'ils rentrent dans une phase de compostage caractérisé.

Le fait de faire de la co-digestion avec des substrats extérieurs à l'exploitation ou à l'agriculture apporte de manière conséquente de l'azote et de la matière organique sur le territoire, encore faut-il que celui-ci puisse l'accepter.

En fonction des territoires, les épandages en hiver sont interdits. La réglementation impose des périodes de stockage de plusieurs mois en fonction des cultures, des sols et de la sensibilité des nappes d'eau.

Valérie BORRONI – Rhônalpénergie-Environnement - valerie.borroni@raee.org
Armelle DAMIANO, Simone HRUSCHKA – AILE – armelle.damiano@aile.asso.fr ou simone.hruschka@aile.asso.fr

4 Conclusion

La filière méthanisation est une filière en devenir, les savoir-faire et les entreprises existent et se développent. Le niveau politique et administratif est assez ouvert, mais il reste encore des points réglementaires à clarifier et à baliser.

Les textes concernant l'injection ouvrent une nouvelle porte au développement du biogaz en France, il reste à baliser le sentier grâce aux premières réalisations et à l'avancée de la recherche et développement dans le domaine.

Mais l'enjeu majeur concerne, pour la méthanisation à la ferme ou territoriale, la possibilité de financer l'installation.

Le club biogaz a porté une étude économique qui montre que les conditions actuelle notamment les niveaux de tarif ne permettent pas de sécuriser une filière fragile économiquement.

Valérie BORRONI – Rhônalpénergie-Environnement - valerie.borroni@raee.org
Armelle DAMIANO, Simone HRUSCHKA – AILE – armelle.damiano@aile.asso.fr ou simone.hruschka@aile.asso.fr