

Retour d'expérience sur la valorisation du biogaz Contraintes techniques et réglementaires

Mathilde Mary

Janvier 2013



*Office
International
de l'Eau*

En partenariat avec des organismes d'enseignement supérieur, l'OIEau propose des états de l'art synthétiques sur différents sujets liés à l'eau. Ces synthèses sont rédigées par des élèves dans le cadre de leur cursus de formation.

Cette synthèse documentaire «**Retour d'expérience sur la valorisation du biogaz : Contraintes techniques et réglementaires**» a été effectuée par **Mathilde MARY**, élève post-master (bac+6/7) d'AgroParisTech-ENGREF en voie d'approfondissement et mastère spécialisé « Gestion de l'eau » à Montpellier.

Le contenu de ce document n'engage la responsabilité que de son auteur, il ne reflète pas nécessairement les opinions ou la politique de l'OIEau.

Toute utilisation, diffusion, citation ou reproduction, en totalité ou en partie, de ce document ne peut se faire sans la mention expresse du rédacteur, de l'Etablissement d'origine et de l'OIEau.

Synthèse technique

**Retour d'expérience sur la valorisation du biogaz
Contraintes techniques et réglementaires**

Mathilde Mary
Mathilde.mary@agroparistech.fr

Janvier 2013

RESUME

Le biogaz est produit par méthanisation de la matière organique, après quoi il est capté, traité, et valorisé en énergie. L'industrie du biogaz en France n'est pas aussi développée que dans les autres grands pays Européens tels que l'Allemagne ou le Royaume-Uni. Cependant, le « paquet climat énergie » de l'Union Européenne adopté en 2009 vise à atteindre 20 % d'énergie renouvelable dans la production en 2020. Plusieurs filières identifiées sont des producteurs potentiels de biogaz. Les procédés techniques, les opportunités économiques, et les contraintes réglementaires peuvent varier en conséquence. Les avancées dans la filière biogaz dépendent de l'ensemble de ces facteurs. C'est pourquoi cette synthèse passe en revue les technologies employées dans les principaux secteurs, ainsi que les contraintes techniques et réglementaires en France.

Mots clés : biogaz, méthanisation, valorisation énergétique, traitement, filière, technologie, réglementation.

Biogas is produced by turning organic matter into methane after which it is collected, treated, and utilized as energy. The biogas industry in France is not as well developed as in the other major European countries such as Germany or the United Kingdom. Various sectors are potential biogas producers. As a consequence, technical processes, economic opportunities and regulatory constraints may vary. Advances in the biogas industry depend on all these factors. This is why this synthesis reviews the technologies used in the main producing sectors, as well as the technical and regulatory constraints currently being experienced in France.

Key words: biogas, methanation, energy valuing, treatment, sector, technology, regulation.

SOMMAIRE

<u>RESUME</u>	<u>2</u>
<u>SOMMAIRE</u>	<u>3</u>
<u>LISTE DES FIGURES</u>	<u>4</u>
<u>LISTE DES TABLEAUX</u>	<u>4</u>
<u>LISTE DES ABREVIATIONS, UNITES ET TABLE DE CORRESPONDANCE</u>	<u>5</u>
<u>VALORISATION DU BIOGAZ : CONTEXTE ET OBJECTIFS</u>	<u>6</u>
<u>ETAT DES LIEUX</u>	<u>6</u>
<u>LA PRODUCTION D'ENERGIE EN FRANCE</u>	<u>6</u>
<u>LES FILIERES DE PRODUCTION DU BIOGAZ</u>	<u>7</u>
<u>LA PRODUCTION DE BIOGAZ : LA METHANISATION</u>	<u>8</u>
<u>DEFINITION ET CARACTERISATION</u>	<u>8</u>
<u>PRINCIPALES TECHNOLOGIES DE METHANISATION</u>	<u>11</u>
<u>POINTS CRITIQUES ET AXES DE DEVELOPPEMENT</u>	<u>11</u>
<u>TECHNOLOGIES DE VALORISATION DU BIOGAZ</u>	<u>13</u>
<u>PROCEDES DE TRAITEMENT ET D'EPURATION DU BIOGAZ</u>	<u>16</u>
<u>POINTS CRITIQUES ET AXES DE DEVELOPPEMENT</u>	<u>17</u>
<u>CONTEXTE REGLEMENTAIRE</u>	<u>17</u>
<u>REGLEMENTATION</u>	<u>17</u>
<u>TARIFS D'ACHAT</u>	<u>18</u>
<u>SYNTHESE ET PERSPECTIVES</u>	<u>19</u>
<u>BIBLIOGRAPHIE</u>	<u>21</u>
<u>ANNEXE 2 – LÉGISLATION RELATIVE À LA PRODUCTION DE BIOGAZ</u>	<u>24</u>
<u>ANNEXE 3 – PRIX DE RACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (BIOMÉTHANE)</u>	<u>25</u>
<u>ANNEXE 4 – LEXIQUE DU BIOGAZ</u>	<u>26</u>

LISTE DES FIGURES

Figure 1 - Ressources fatales fermentescibles et filières biogaz	7
Figure 2 - Principe de la méthanisation et Chaîne de valorisation du biogaz par méthanisation	9
Figure 3 - Perspective d'évolution de la consommation d'énergie issue du biogaz	20

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 - Evolution de la production d'électricité et d'énergie thermique à partir du biogaz en France	7
Tableau 2 - Evaluation de la part de chaque filière dans la production énergétique secondaire en France en 2010	8
Tableau 3 – Caractérisation des composants du biogaz	9
Tableau 4 – Exemple de rendement en biogaz de différentes matières	10
Tableau 5 - Principaux procédés de méthanisation	11
Tableau 6 - Choix technologiques pour une valorisation thermique ou électrique	15
Tableau 7 - Perspectives de développement des filières biogaz	19

LISTE DES ABREVIATIONS, UNITES ET TABLE DE CORRESPONDANCE

Abréviation :

ADEME	- Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
AFG	- Association Française du Gaz
CRE	- Commission de Régulation de l'Energie
CO2	- Dioxyde de carbone
COV	- Composé organique volatil
CVO	- Centre de Valorisation Organique
EDF	- Electricité de France
EH	- Equivalent habitant
ENR	- Energie renouvelable
GNV	- Gaz naturel véhicule
GrDF	- Gaz réseau Distribution France
H2	- Dihydrogène
H2S	- Sulfure d'hydrogène
IAA	- Industrie agroalimentaire
ICPE	- Installation classée pour la protection de l'environnement
ISDND	- Installation de stockage de déchets non dangereux
MCFC	- Molten Carbonate Fuel Cells
MS	- Matière sèche
MSV	- Matière sèche volatile
NH3	- Ammoniac
Nox	- Oxyde d'azote
O2	- Dioxygène
PEMFC	- Proton Exchange Membrane Fuel Cell
PCI	- Pouvoir calorifique inférieur
pH	- Potentiel hydrogène
PPE	- Plan de performance énergétique des exploitations agricoles
PSA	- Pressure swing adsorption
SO2	- Dioxyde de soufre
SOFC	- Solid Oxide Fuel cells
STEU	- Station d'épuration des eaux usées
TGAP	- Taxe générale sur les activités polluantes

Unités :

k kilo	10^3
M Mega	10^6
G Giga	10^9
T Tera	10^{12}

Unités système international :

J Joule (énergie)
W Watt (puissance)

Unités usuelles du secteur de l'énergie :

Kwh	kilowatt-heure	1 TJ = 0,278 GWh
Kwhe / Kwhth	kilowatt-heure électrique / thermique	
tep	tonne équivalent pétrole	1TJ = 23,91 tep ou 1 tep = 41,868
GJ		

D'après le Conseil d'Orientation de l'Energie (2002) :

Electricité (hors géothermie et nucléaire)	: 1000 kWh = 0,086 TEP
Gaz	: 1000 kWh = 0,077 TEP

Nm3 - Normaux mètre cube

VALORISATION DU BIOGAZ : CONTEXTE ET OBJECTIFS

La méthanisation, à l'origine de la production de biogaz, est un maillon de la chaîne du traitement des déchets organiques qui permet d'en réduire la masse, au même titre que le compostage, le recyclage ou l'incinération. Dans ce cadre, la production de biogaz est une manière de réduire les quantités à enfouir en installation de stockage des déchets non dangereux (ISDND), conformément aux orientations de la loi du 13 juillet 1992. Par ailleurs, la production de biogaz est un phénomène spontané en ISDND. Or, le biogaz est constitué majoritairement de méthane, un puissant gaz à effet de serre. Les mesures de protection de l'environnement ont conduit à l'obligation de son captage dans les ISDND (Cf. arrêté du 9 septembre 1997). Ces évolutions s'inscrivent en accord avec le coup d'envoi pour la lutte contre le changement climatique donné par le Sommet de la Terre de 1992, puis l'adoption du protocole de Kyoto en 1997.

Cependant, le méthane est également un hydrocarbure à fort potentiel énergétique : le biogaz est ainsi valorisable. Utilisé traditionnellement en Chine pour la cuisine, il est produit en station d'épuration et sert à l'éclairage public dans la ville d'Exeter en Angleterre à la fin du XIX^e siècle. En France, dans les années 40 et surtout après la crise pétrolière de 1973, la valorisation du biogaz s'est fortement développée en station d'épuration (STEU), dans les exploitations agricoles et les industries agroalimentaires (IAA). Cette évolution a stimulé la mise au point de nouvelles techniques de méthanisation. La valorisation des déchets agricoles a périclité, mais les autres filières se sont développées.

Les programmes de développement des énergies renouvelables sur fond d'effet de serre depuis le début des années 90 connaissent une nouvelle accélération depuis les années 2000 avec les pénuries annoncées d'énergies fossiles. La diversification des sources d'énergie et le développement des énergies renouvelables sont devenus doublement stratégiques. C'est ce qu'illustre la croissance exponentielle de l'énergie éolienne dans le monde depuis 2000 (production multipliée par 13 en 10 ans entre 2001 et 2011), suivie par les perspectives prometteuses de l'énergie solaire (production multipliée par 40). (Service de l'observation et des statistiques, 2005).

La filière biogaz est aujourd'hui portée par les politiques publiques de développement des énergies renouvelables (ENR), notamment en Europe, où elle est la plus dynamique. Le « paquet climat-énergie » de l'Union européenne et la directive 2009/28/CE fixent l'objectif de 20 % d'ENR dans la consommation énergétique totale européenne en 2020. En France, le taux visé est de 23 % en 2020 et le biogaz entre dans le plan d'action des lois Grenelle I et II (loi du 3 août 2009 et loi du 12 juillet 2010). La production est encore relativement faible et sa croissance est inférieure à la moyenne européenne. L'objectif est de multiplier par quatre la production d'électricité et de chaleur issues du biogaz d'ici à l'horizon 2020. Le potentiel de production est important et un dispositif d'aides publiques (fonds chaleur, révision du tarif d'achat de l'électricité, possibilité d'injecter le biogaz dans les réseaux de gaz naturel) tend à appuyer le développement du secteur.

ETAT DES LIEUX

LA PRODUCTION D'ENERGIE EN FRANCE

En France, en 2010, le biogaz représente 2,7 % de la production primaire d'énergie renouvelable et 0,44 % de la production totale. La production primaire de l'ensemble des ENR s'élève à 16,4 % de la production nationale énergétique (Service de l'observation et des statistiques, 2011).

En 2010, la production primaire de biogaz est estimée à 600 ktep (Service de l'observation et des statistiques, 2011). En 2006, la production était de 298 ktep (EurObserv'ER, 2008).

L'énergie valorisée à partir de ce biogaz peut être estimée à 206 ktep (ATEE Club Biogaz, 2011a; Desplats, Rafaëlle, 2010). L'objectif du Grenelle est de passer à 1025 ktep de valorisation énergétique sous forme de chaleur et d'électricité en 2020 (5 fois la production de 2010). A titre de comparaison, la production d'électricité à partir de biogaz est de 16205 GWh (1393 ktep) en Allemagne et 5712 GWh (491 ktep) au Royaume-Uni, soit 5 à 15 fois plus importante qu'en France.

En France, le potentiel de production du biogaz à partir de déchets organiques (hors cultures dédiées) est estimé entre un minimum de 7 et un maximum de 16 Mtpa (GDF Suez et al., 2009). Ce potentiel est donc largement sous-exploité. L'une des raisons est le faible développement jusqu'à récemment des filières de production du biogaz issu de la méthanisation agricole qui représentent de loin la première source de déchets organiques (5 à 10 Mtpa).

		1980	1990	1995	1999	2001	2005	2010
Electricité	GWh	77	99	111	143	349	478	1079
	ktep	7	9	10	12	30	41	93
En. Thermique	ktep	30	39	47	55	56	86	113
Total	ktep	37	48	57	67	86	127	206

Tableau 1 - Evolution de la production d'électricité et d'énergie thermique à partir du biogaz en France (Observatoire de l'énergie, 2005; ATEE Club Biogaz, 2011a; Desplats, Rafaëlle, 2010)

LES FILIERES DE PRODUCTION DU BIOGAZ

La production de biogaz en France est réalisée à partir de ressources fatales, c'est-à-dire à partir de déchets fermentescibles : fraction fermentescible des déchets ménagers, effluents agricoles (dont résidus de récolte), déchets industriels (papeteries, IAA) et boues de STEU. Cinq grandes filières de production et de valorisation du biogaz sont à prendre en compte (ATEE Club Biogaz, 2011) :

La méthanisation des boues des stations d'épuration des eaux usées (STEU) est considérée comme une filière mature. La progression est faible depuis la fin des années 80 en considérant le nombre d'équivalents habitants et non pas le nombre d'unités de méthanisation. Il existe 60 STEU équipées correspondant à environ 20 millions d'EH.

Les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) ont augmenté leur production énergétique en électricité et en chaleur respectivement de 130 et 90 % par rapport à 2006. 80 installations valorisent le biogaz, soit 33 % du parc et 61 % des tonnages. Il s'agit de la filière la plus dynamique depuis la fin des années 90.

La production de biogaz à partir des déchets des industries agroalimentaires (IAA), a peu évolué depuis 2001. 80 sites sont recensés.

La méthanisation des effluents agricoles connaît un très fort développement depuis 2007. La filière était quasi-inexistante jusqu'en 2003. On distingue les installations à la ferme, de petite taille, des installations territoriales ou centralisées, de plus grande capacité et pratiquant systématiquement la codigestion (mélange de substrats de différentes origines). 41 installations agricoles et 7 installations territoriales sont comptabilisées en 2011.

La méthanisation des ordures ménagères en CVO (centre de valorisation organique) est une filière émergente depuis 2002-2005 et connaît une accélération depuis 2008. 9 installations existent en 2011.

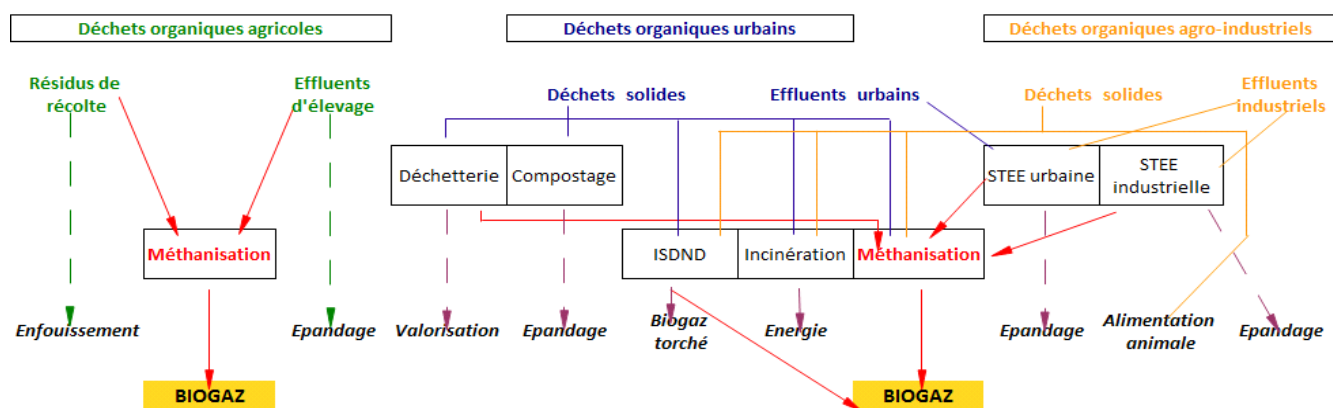


Figure 1 - Ressources fatales fermentescibles et filières biogaz (GDF Suez et al., 2009)
Le type de valorisation énergétique dépend de la filière :

- Les STEU et les industries agro-alimentaires valorisent traditionnellement le biogaz sous forme de chaleur, réutilisée dans les process industriels.
- Les ISDND et les centres de traitement des ordures ménagères se tournent en premier lieu vers la valorisation électrique.
- Les centres de traitements des effluents agricoles (en exploitation ou en centre territorial) choisissent préférentiellement l'un ou l'autre type de valorisation, en fonction des besoins et des possibilités offertes par le site.

Le tableau suivant établit les répartitions de la production pour chaque secteur :

		ISDND	STEP	Industries	Agriculture codigestion	Ordures ménagères
Energie primaire	GWh	4900 (2008)	905	400	200	355
	ktep	421	78	34	17	31
Electricité	GWh	858,0	97,0	7,1	81,1	36,4
	ktep	73,8	8,3	0,6	7,0	3,1
En. Thermique	GWh	296,0	540,0	348,8	110,2	15,8
	ktep	25,5	46,4	30,0	9,5	1,4
Total	ktep	99,2	54,8	30,6	16,5	4,5

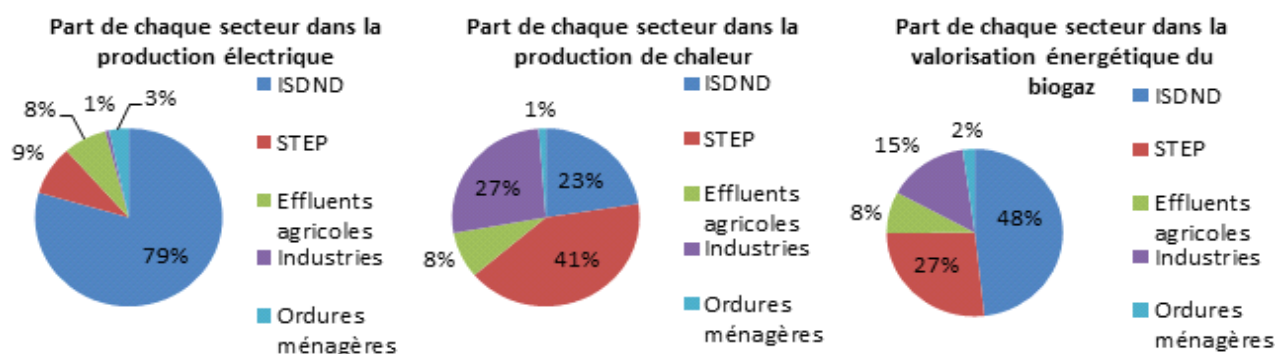


Tableau 2 - Evaluation de la part de chaque filière dans la production énergétique secondaire en France en 2010 (ATEE Club Biogaz, 2011a; Desplats, Raphaëlle, 2010)

LA PRODUCTION DE BIOGAZ : LA METHANISATION

DEFINITION ET CARACTERISATION

La méthanisation est un processus naturel biologique de dégradation de la matière organique en l'absence d'oxygène par des micro-organismes unicellulaires, les archées méthanogènes, à la structure proche des bactéries. Ce processus se produit naturellement dans les casiers des ISDND, ou peut être provoqué et accéléré au sein d'un digesteur à partir de déchets organiques dans le cas des autres filières. La méthanisation conduit à la production de gaz (biogaz) et d'un sous-produit, le digestat (eaux et matière non dégradables).

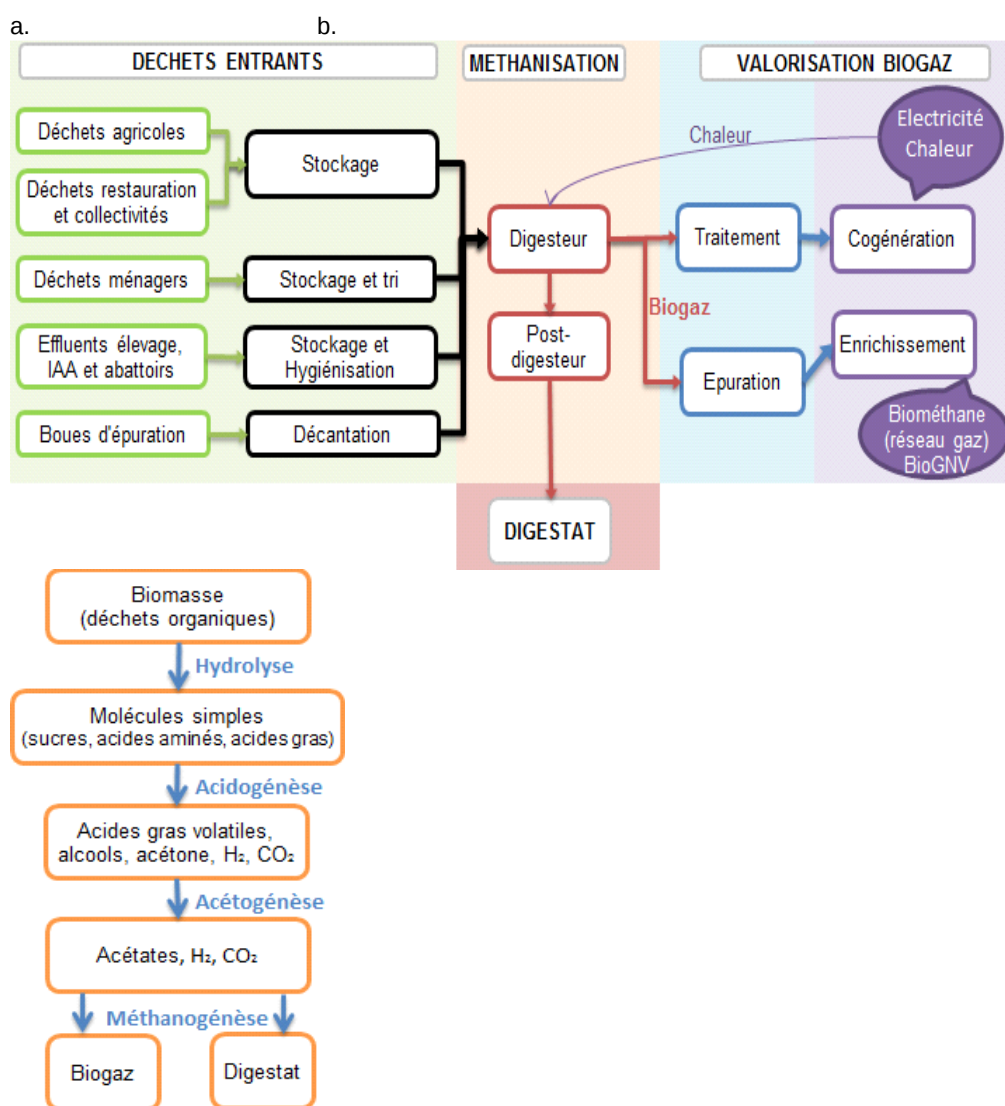


Figure 2 – a. Principe de la méthanisation (ADEME et al., 2011) et b. Chaîne de valorisation du biogaz par méthanisation (Verdesis, s. d.)

Le biogaz est essentiellement constitué de méthane (CH₄) et de dioxyde de carbone (CO₂). Il est également saturé en eau (vapeur) et contient souvent du sulfure d'hydrogène (H₂S). Les

autres constituants de ce gaz se trouvent à l'état de traces. Ils sont variés et dépendent de la nature et de l'origine du déchet ou de l'effluent traité :

- l'ammoniac (NH_3) ;
- les composés organiques volatiles (COV), comme les acides organiques issus de la fermentation, ou les hydrocarbures halogénés issus de produits tels que des antibiotiques ;
- les siloxanes (silicium et composés : COVsi), utilisés dans les cosmétiques, la peinture, etc.

La qualité d'un biogaz donné dépend de sa teneur en CH_4 qui lui confère son potentiel énergétique (déterminé par le potentiel calorifique PCI), ainsi que de sa teneur en H_2S et éléments traces qui vont influencer sur le processus de valorisation en aval. A 60 % de CH_4 , le pouvoir calorifique inférieur (PCI) du biogaz est estimé à près de 6 kWh/m³ de biogaz (ADEME, 2010).

Tableau 3 – Caractérisation des composants du biogaz (Görisch et Helm, 2008)

Composant	Gaz brut	Caractéristiques
CH ₄	50 à 75% vol.	- Composant combustible (valorisable) - Gaz inerte non dommageable pour les moteurs - Epuration nécessaire pour produire du biométhane
CO ₂	25 à 30 % vol.	- Réduit le pouvoir calorifique (PCI, PCS) - Provoque la corrosion si le gaz est humide - Dommageable pour pile à combustible alcaline
H ₂ S	0- 5000 ppmv	- Corrosif dans équipements (moteur, turbine...) et conduites (formation d'acides) - Augmentation de la fréquence des vidanges d'huile (acidification de l'huile moteur) - Emission SO ₂ après combustion (odeurs, toxique à forte dose, responsable des pluies acides) - Empoisonnement des catalyseurs
NH ₃	5 – 500 ppmv	- Emission de NO _x après combustion (pluies acides) - Dommageable pour pile à combustible - Accroît le cliquetis des moteurs
Vapeur d'eau	1 à 5 % vol.	- Diminue le PCI du biogaz (Chaleur latente élevée) - Contribue à la corrosion des équipements et conduits - Endommagement instruments et équipements - Danger de gel dans les conduits et les injecteurs
Siloxanes	0 – 50 mg/m ³	- Abrasif et endommagement des moteurs (formation d'un d'un quartz - Silice)
Poussière	>5 ? m	- Colmate les injecteurs et endommagement piles à combustible

Le rendement en biogaz et la teneur en CH_4 de ce biogaz varient en fonction du substrat. Il dépendent de la teneur en matière organique, mesurée par le taux de matière sèche volatile (MSV) et du potentiel énergétique de cette matière organique. Par exemple, les lipides ont un potentiel énergétique supérieur à celui des sucres simples.

Les valeurs pour différents substrats sont données dans le tableau 4. A noter que :

- il s'agit du rendement en gaz et non de la qualité de ce gaz définie notamment par sa teneur en CH_4 ;
- les valeurs donnent un ordre de grandeur des paramètres mesurés, mais leur utilisation brute est risquée de par une grande variabilité des déchets au sein d'une même catégorie.

	Taux MS	Taux MSV	Rendement gaz (m3/T de MSV)	Rendement gaz (m3/ T de substrat)
Lisier de porc	6%	82%	350	22
Lisier de bovin	8%	81%	350	21
Paille céréales	88%	88%	300	230
Foin	90%	88%	500	394
Lactosérum	5%	86%	850	39
Déchets de brasserie	18%	83%	500	75
Déchets de légumes	13%	83%	500	52
Déchets alimentaires	23%	87%	1300	259
Boues STEE	15%	92%	1200	159
Déchets ménagers	-	-	-	100

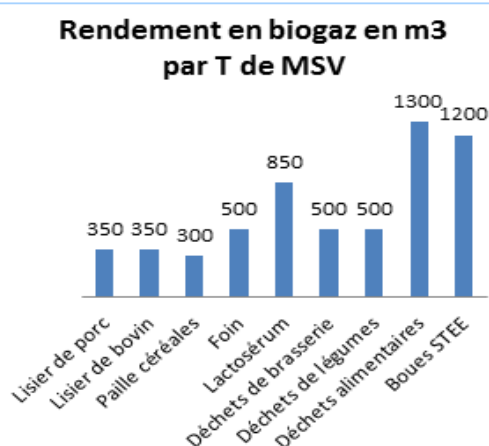
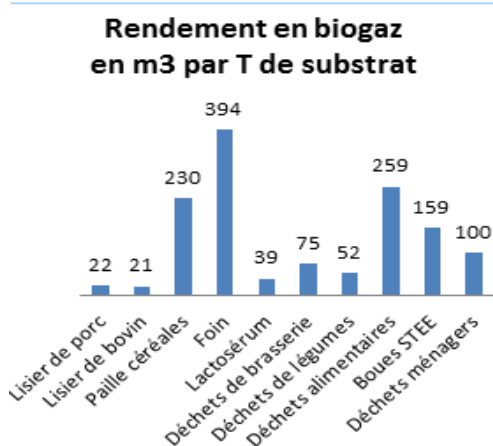


Tableau 4 – Exemple de rendement en biogaz de différentes matières (Görisch et Helm, 2008)

Les matières végétales ont un haut rendement en gaz, ainsi que les déchets alimentaires riches en graisses et en protéines. Les déjections animales ont un pouvoir énergétique plus faible, mais assure une stabilité au milieu de culture car elles apportent des bactéries fraîches et ont un fort pouvoir tampon (maintien d'un pH stable).

Selon les filières et les types de substrats utilisés, les paramètres de production et le potentiel énergétique sont donc variables.

A noter par ailleurs que la lignine n'est pas digérée par les micro-organismes méthanogènes, les bois et branchages ne peuvent donc pas servir d'intrants pour le digesteur.

PRINCIPALES TECHNOLOGIES DE METHANISATION

La méthanisation est réalisée à moyenne température en milieu mésophile (30-40°C) ou à plus haute température en milieu thermophile (50-70°C), voire à température ambiante en climat tropical. Il existe de nombreuses technologies et le tableau 5 présente les grandes familles de procédés. En aval de la production, s'ajoutent le captage et le stockage du biogaz dans des cuves tampon (gazomètre). L'emploi d'un surpresseur est nécessaire pour la valorisation et une torchère est installée pour brûler le biogaz en cas de

dysfonctionnement. En amont, il faut considérer la préparation du substrat par stockage, pré-traitement mécanique ou biologique, et hygiénisation. Les process de méthanisation les plus répandus sont les procédés de digestion humide, avec un fonctionnement en mode mésophile (30-40°C) et une alimentation en continue des digesteurs.

Mode de digestion	Mode d'alimentation du digesteur	Mode de mise en contact du substrat avec les micro-organismes	Mode de mise en action des micro-organismes pour la méthanisation	
Humide (Taux de MS < 15%)	Mode continu ou semi-continu (alimentation au moins une fois par jour)	Infiniment mélangé par un système mécanique (hélices, pales) ou par pompage	Micro-organismes immobilisés pour les substrats liquides sur supports artificiels (lit fixe, filtres anaérobies ou lit fluidisé mobile, qui forment un garnissage où se fixent les micro-organismes) ou par le système de réacteurs à lit de boue (UASB) qui utilise la tendance naturelle des micro-organismes à s'organiser en granules denses.	Lors du démarrage : ensemencement ou auto-ensemencement (lisier, boues STEE)
Sèche	Mode discontinu	Infiniment mélangé par brassage au biogaz ou recirculation du liquide du digestat.	Micro-organismes libres avec éventuellement système de décantation ou d'ultrafiltration pour récupérer les micro-organismes dans les substrats liquides lors de la sortie du digesteur	
		Flux piston Statique dans des casiers avec recirculation du lixiviat (décharges, fumier)		

Tableau 5 - Principaux procédés de méthanisation (Moletta, 2008; Görisch et Helm, 2008)

POINTS CRITIQUES ET AXES DE DEVELOPPEMENT

Une **caractérisation précise des intrants** et la **sécurisation de la source d'approvisionnement** (gestion des variations saisonnières, logistique de collecte) sont des points essentiels, car ils influent sur la stabilité de la production et de la composition du biogaz. En effet, le dimensionnement des installations est réalisé pour un débit et une composition déterminés de biogaz. Il existe des tests normalisés (Biochemical Methane Potential) qui permettent de déterminer le potentiel méthanogène des matières organiques, c'est-à-dire la quantité maximale de méthane qu'elles sont susceptibles de produire, ainsi que le degré de biodégradabilité qui influe sur la charge pouvant être appliquée au digesteur. La charge est définie comme le flux de matière entrant (en kg de MSV) par rapport au volume du digesteur (en m3). (Moletta, 2008).

La codigestion consiste à traiter en mélange dans un digesteur plusieurs types de substrats d'origines différentes : par exemple des déchets agricoles et des déchets d'industries agroalimentaires. Ces unités sont en développement en France par la voie de la méthanisation territoriale ou centralisée sur un périmètre de 30 à 50 km. Ces plates-formes permettent des installations de plus grande capacité énergétique que la méthanisation individuelle. Le regroupement permet éventuellement de mieux assurer l'approvisionnement et d'augmenter le pouvoir méthanogène du substrat. Cependant, il existe alors des contraintes supplémentaires en termes de logistique (collecte et stockage). Aussi, le risque de dysfonctionnement est accru, en raison d'une trop forte augmentation du flux entrant ou de la présence de composés inhibiteurs, qui résultent d'une mauvaise connaissance ou prise en compte des co-substrats ajoutés. Les conséquences peuvent être lourdes : torchage du

biogaz produit, arrêt du digesteur, puis redémarrage. Une caractérisation précise du mélange entrant et une surveillance accrue sont alors nécessaires (Moletta, 2008).

Les principaux paramètres à maîtriser lors de la méthanisation sont la température, le pH, la charge, le temps de séjour et la présence de composés inhibiteurs. Le procédé est défini pour des paramètres donnés qui doivent être stables pour le bon déroulement de la méthanisation. **La mise en place de capteurs** intelligents et faciles d'utilisation permettant de suivre la ligne du processus est ainsi un axe de développement porteur, particulièrement dans le cas de la codigestion. (Buffière et al., 2009)

Si les réactions biologiques en œuvre lors de la méthanisation sont globalement connues, la complexité des interactions rend difficile l'utilisation pratique de **modèles de simulation** qui permettraient de mieux dimensionner et anticiper le fonctionnement du digesteur. Cette connaissance se fait à l'usage et au cas par cas ; elle est particulièrement difficile dans les ISDND. (Couturier, 2009)

La production de biogaz en ISDND est spontanée, et non contrôlable comme dans un digesteur. Cependant, un captage optimisé du biogaz et une maîtrise accrue de la dégradation des déchets est importante pour la production de biogaz, en termes de quantité comme de qualité. Par exemple, cela permet d'éviter de trop forte teneur en O₂ ou en chlore. Des techniques d'optimisation pour limiter les émissions de biogaz par des prétraitements mécaniques (tri, recyclage) et biologiques ou au contraire pour maximiser la production de biogaz par l'aménagement des casiers de stockage en bioréacteurs existent. Ces techniques ont le même objectif : stabiliser le déchet, accélérer sa dégradation et maîtriser les émissions de biogaz. Les principaux points bloquants sont (Moletta, 2008) :

- l'influence de la nature du gisement et de sa préparation avant stockage ;
- les conditions d'apport de l'humidité, initialement insuffisante pour une bonne cinétique de réaction. Elle peut être réalisée par la recirculation du lixiviat, le « jus » issu de la percolation de l'eau à travers le massif du déchet ;
- le pilotage de la répartition de l'humidité dans le massif de déchets et la caractérisation de la composition des lixiviats pour éviter les risques d'inhibition des réactions ;
- le suivi de l'activité biologique dans le massif et l'évaluation de la stabilité biologique des déchets en fin d'activité.

Si la digestion par voie humide est connue et répandue, il existe **peu de connaissance théorique et pratique sur la digestion sèche**. Hors, celle-ci représente un enjeu dans l'amélioration de la dégradation des déchets stockés en ISDND (taux d'humidité faible des déchets) et un potentiel intéressant d'optimisation de la production de CH₄ dans le biogaz. En effet, les déchets secs comme les résidus de récoltes (pailles, tourteaux) ont un potentiel méthanogène plus important, qui est « dilué » lors d'une digestion par voie humide. (ADEME et al., 2011; Couturier, 2009)

Les cultures dédiées à la production énergétique n'est pas une voie retenue en France (MEDDE, 2013). Ceci étant, s'agissant de substrat à fort potentiel, il peut être intéressant d'en étudier l'intérêt comme apport complémentaire limité. C'est une question également en lien avec le choix pour l'utilisation comme substrat des cultures intermédiaires piège à nitrates (CIPAN).

Le digestat, résidu de la méthanisation, est riche en matières minérales fertilisantes. **Un épandage direct est possible en respectant les procédures des plans d'épandage**. Si le digestat est transformé en compost, il peut, selon sa composition, satisfaire les prescriptions des normes NFU 44-051 ou NFU 44-095 et être alors considéré comme un amendement organique commercialisable. Le principal point bloquant quant à la valorisation du digestat est que ce n'est pas un produit normé : il doit être composté pour le devenir. Dans le cas contraire, il est soumis à la réglementation contraignante des plans d'épandage des matières

organiques des ICPE dont il est issu (lisiers, boues d'épuration). Le fait que la méthanisation soit un procédé d'hygiénisation partielle qui améliore la qualité d'épandage du digestat par rapport au substrat brut n'est pas pris en compte. Enfin, le digestat d'une unité donnée peut être homologué et commercialisé mais la procédure est longue et coûteuse (Bastide, 2010). Le projet Valdipro lancé en 2012 et animé par AILE, TRAME et la chambre d'agriculture de Bretagne travaille à la mise sur le marché des digestats et représente **une première étape vers des homologations, voire une normalisation**. (APESA et al., 2010)

La gazéification, qui consiste à transformer un matériau carboné en méthane par séchage et pyrolyse, est une voie de valorisation au stade de la recherche-développement bien qu'il existe des applications pour les grosses puissances. Cette technologie permet de produire du biogaz à partir de matériaux ligneux non méthanisables, mais aussi à partir de tout déchet organique solide.
(Couturier, 2009).

TECHNOLOGIES DE VALORISATION DU BIOGAZ

PROCEDES DE VALORISATION ENERGETIQUE

Les conditions de valorisation du biogaz sont directement liées aux conditions technico-économiques d'un projet donné (Moletta, 2008), et notamment :

- au type de substrats et aux conditions de méthanisation ;
- à la capacités de production (flux générés en Nm^3/h) ;
- au potentiel énergétique intrinsèque (% CH_4 , Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI)) ;
- à la qualité et la quantité des composés traces pouvant pénaliser la valorisation ;
- aux conditions locales de distribution et de transport de l'énergie générée ;
- aux contraintes économiques du moment qui conditionnent les délais de retour sur investissement ;
- aux incitations des politiques environnementales locales et nationales.

Il existe quatre voies de valorisation énergétique du biogaz : production de chaleur, production d'électricité seule ou en cogénération, production de biométhane, et production de bioGNV.

Valorisation chaleur et valorisation électrique (Cf. Tableau 6 page suivante)

La valorisation thermique consiste à récupérer l'énergie sous forme de chaleur, consommée à proximité car peu transportable. Il s'agit du mode de valorisation le plus simple et le moins coûteux, mais offrant peu de débouchés. La production électrique progresse rapidement (Cf. tableau 1), grâce au développement de la cogénération. Cette dernière consiste à récupérer l'énergie thermique de combustion, en plus de l'énergie mécanique du moteur ou de la turbine lors d'une valorisation électrique du biogaz. La cogénération est le procédé le plus répandu en France sur les nouveaux projets depuis les années 2000. La situation actuelle va dans le sens de la cogénération car la valorisation d'une production de chaleur seule offre peu de débouchés et les tarifs de rachat donnent une prime à l'efficacité énergétique.

Production de biométhane et de bioGNV (GNV : gaz naturel véhicule)

L'injection du biogaz dans le réseau demande une épuration (élimination des composés indésirables tels que H_2S , COV) ainsi qu'un enrichissement du biogaz, c'est-à-dire l'élimination du CO_2 , pour donner du biométhane constitué d'au moins 97% de méthane ($\text{PCS} > 10,7 \text{ Kwh}/\text{m}^3$). Le biométhane peut être injecté à haute pression (16-80 bars) dans le réseau de transport du gaz naturel, ou à faible pression (4 bars) dans le réseau de distribution. Dans ce dernier cas, l'injection peut dépendre de la capacité du réseau à accepter toute la production de biométhane tout au long de l'année. Les règles génériques de conformité du biométhane sont données par les prescriptions techniques du distributeur

(GrDF ou autre) disponible sur son site internet, ainsi qu'un cahier des charges complémentaire élaboré par l'AFC (Association française du gaz – Spécification AFG B 562-1). (ADEME, 2010).

Le bioGNV peut être assimilé au gaz naturel véhicule (carburant gaz naturel), déjà bien connu. Il doit être composé d'au moins 95 % de CH₄, et comprimé à 200 bars (ADEME, 2010).

L'avantage de la valorisation en biométhane ou bioGNV est un fort rendement énergétique (80 à 85%) et ce, sans production de chaleur, au contraire de la cogénération. En effet, la nécessité financière et la difficulté pratique de la valorisation chaleur dans un projet de cogénération peuvent être un des points bloquants.

En contrepartie, se pose la question de la faisabilité du raccordement dans le cas de l'injection, la densité du réseau de gaz naturel étant plus faible que celle du réseau électrique. D'autre part le bioGNV présente l'inconvénient de nécessiter une forte compression du gaz ainsi que son stockage (consommation discontinue des véhicules au contraire d'un réseau de gaz). Il est également dépendant du développement d'une flotte captive de collectivités ou d'entreprises étant donné que peu de véhicules de particuliers roulent au GNV.

Les piles à combustible

Les piles à combustibles sont des convertisseurs électrochimiques qui produisent de l'électricité et de la chaleur par oxydation d'hydrogène et réduction d'oxygène (principe inverse de l'électrolyse). L'hydrogène est généré à partir du méthane contenu dans le biogaz par « vaporeformage ». Le biogaz doit subir en amont un traitement poussé pour éliminer les impuretés soufrées, chlorées, les siloxanes, voire le CO₂ (pile PEMFC). Le potentiel énergétique est assez bien valorisé puisque que des rendements électriques supérieurs à 60 % peuvent être atteints.

Trois types de piles à combustible représentent un intérêt particulier pour une application biogaz : PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell), SOFC (Solid Oxide Fuel cells), et MCFC (Molten Carbonate Fuel Cells). L'application de ces technologies pour des valorisations en cogénération est au stade de la recherche-développement avec quelques rares offres commerciales. Les principaux objectifs de la recherche-développement sont d'améliorer la fiabilité et la durée de vie des piles et de permettre une mise en œuvre industrielle à moindre coût. (Couturier, 2009).

VALORISATION CHALEUR		VALORISATION ELECTRICITE SEULE OU COGENERATION (VALORISATION ELECTRIQUE ET THERMIQUE)						
Equipement	Chaudière à gaz	Chaudière à gaz + turbine à vapeur	Moteur à gaz (biogaz)	Moteur Dual fiel (biogaz + fioul)	Moteur à combustion externe (Stirling)	Turbine à gaz (turbine à combustion TAC)	Microturbines (micro TAC)	Cycle combiné = turbine à gaz + turbine à vapeur
Gamme de puissance		1 MW et plus	30 KW à 3500 KW (souvent 100 KW min.)	Jusqu'à 250 KW (pas intéressant au delà)	40 KW	1 – 2 à 100 MW	30 à 250 KW Possibilité de plusieurs cellules en parallèle	4 MW et plus
Principe	Combustion du biogaz dans un brûleur après surpression à 300 mbar. Energie récupérée directement sous forme de chaleur, ou indirectement après production d'eau chaude ou de vapeur.	Pour produire de l'électricité : turbine à condensation. Pour produire de la vapeur et de l'électricité résiduelle : turbine à contrepression	Moteur à combustion interne classique, allumage piloté par bougie, pression d'alimentation du gaz à 100 mbar	Moteur à combustion interne avec deux carburants. Le fioul initie la combustion = 10% de l'énergie biogaz	L'énergie utilisée est produite par une combustion du biogaz externe au cylindre moteur. Pression de 50 – 100 mbar.	Compression du gaz à 4 – 6 bars (microturbine) ou 9 – 20 bars (turbine) en entrée, puis détente du gaz (énergie cinétique) qui entraîne la turbine (énergie mécanique) puis un alternateur (énergie électrique)		Produire de l'électricité par une turbine à gaz, puis alimenter une chaudière à vapeur avec les gaz de combustion, qui à son tour alimente une turbine à vapeur.
Rendement	Thermique : 80 – 90 %	Turbine à condensation : Electrique : 25 % Valorisation thermique possible – mais conflit entre rendement électrique et température de condensation (fonction soutirage vapeur)	Electrique : 30 – 42 % Valorisation thermique possible (eau chaude à 90°C) Rendement global jusqu'à 90 % en cogénération	Rendement électrique plus élevé que les moteurs à gaz pour les petites puissance (<200 kW) Idem moteurs à gaz	Electrique : 27 % Valorisation thermique possible Rendement global jusqu'à 80 % en cogénération	Electrique : 30 - 38 % Valorisation thermique possible à 500 °C pour vapeur ou eau chaude Rendement global jusqu'à 90 % en cogénération	Electrique : 25 – 33 % Valorisation thermique possible à 500°C pour vapeur ou eau chaude Rendement global jusqu'à 80 % en cogénération	Electrique : plus de 40 %
Teneur min. en méthane	Dès 20 % de méthane	Dès 20 % de méthane	40 % min	- Rendement sensible au % CH4 - Perte rendement avec baisse en charge (arrêt moteur à 50%) - Maintenance moyenne - Emissions NOx, CO parfois à problème - Durée de vie plus longue que Dual-Fiel		30 – 35 %	30 – 35 %	Idem turbine à gaz
Particularités	- Adaptation de chaudières au gaz naturel possible. - Suivi recommandé %CH4 et débit de biogaz pour adapter les paramètres des brûleurs - Chaleur difficilement transportable = utilisation sur place pour le digesteur, les process industriels (ex : séchage boues, fumier) , le chauffage de locaux à proximité. - Eviter arrêts et démarrages fréquents des turbines à vapeur			- Consommation de fioul à prendre en compte. - Maintenance élevée - Emissions NOx plus faible	- Maintenance très légère - Emissions très faibles			
Traitement du biogaz avant valorisation	Minimale : Désulfuration Désulfuration si taux fort et en fonction teneur fumée	Minimale : Désulfuration Désulfuration si taux fort et en fonction teneur fumée	Filtrage Désulfuration Désulfuration sauf si taux H2S faible Traitement COV/COV/si sauf si taux faible	Filtrage Désulfuration Désulfuration sauf si taux faible Traitement COV et COV/si sauf si taux faible	Minimale : Désulfuration Désulfuration éventuelle	Filtrage Désulfuration Désulfuration Traitement COV/COV/si		Filtrage Désulfuration Désulfuration Traitement COV/ COV/si
Optimisation possible		Cycle combiné	Pour augmenter le rendement électrique par rapport au rendement chaleur : couplage avec technologie ORC (Organic Rankine Cycle) pour récupération de la chaleur des gaz d'échappement.	Pour augmenter le rendement électrique par rapport au rendement chaleur : - Technologie STIG (steam-injected gas turbine) avec réinjection dans la turbine de vapeur produite à partir des fumées d'échappement - Technologie ISTIG (intercooled steam-injected gas turbine) avec récupération de la chaleur du compresseur. - Technologie HAT (humid air turbine) avec air de la chambre à combustion saturé en eau - Technologie ORC (microturbines)		Pour augmenter le rendement électrique par rapport au rendement chaleur : - Technologie STIG (steam-injected gas turbine) avec réinjection dans la turbine de vapeur produite à partir des fumées d'échappement - Technologie ISTIG (intercooled steam-injected gas turbine) avec récupération de la chaleur du compresseur. - Technologie HAT (humid air turbine) avec air de la chambre à combustion saturé en eau - Technologie ORC (microturbines)		
Utilisation type	Installations industrielles avec besoin de vapeur, ou de chaleur (IAA, STEE)	Installations industrielles avec besoin de vapeur ou de chaleur et installations de forte capacité	Toute installation petite/moyenne capacité avec objectif de valorisation électrique + cogénération ISDND, STEE, méthanisation agricole	Eventuellement pour les installations de faible capacité Méthanisation agricole	Pour de la micro-cogénération	Installations moyennes/forte capacité avec objectif de valorisation électrique + cogénération	Installations petite/moyenne capacité, avec irrégularités de débit biogaz ou faible taux CH4 (ISDND en fin de vie), contraintes d'émissions fortes, ou faibles capacités/fortes contraintes de maintenance	Installations de forte et très forte capacité
Coût d'achat	--	-	+ (+ cher que Dual-fiel)	+		+++	++	+++

Tableau 6 - Choix technologiques pour une valorisation thermique ou électrique (Couturier, 2009 ;

PROCEDES DE TRAITEMENT ET D'EPURATION DU BIOGAZ

La valorisation énergétique du biogaz présente des contraintes liées aux composés traces :

- contraintes d'ordre technique : risques pour les équipements et difficultés d'exploitation ;
- contraintes d'ordre environnemental : rejet atmosphérique de SO_2 , NO_x , COV qui peut entraîner la nécessité de traiter H_2S même pour la valorisation en chaudière ;
- contraintes d'ordre économique : rendements moindres, équipement hors garantie, etc.

Les teneurs en eau, en H_2S , en siloxanes et en COV sont traitées après méthanisation et avant valorisation énergétique. Il s'agit du traitement considéré dans cette section. Les teneurs en O_2 , en chlore et fluor, plus pénalisantes en ISDND, peuvent être réduites en contrôlant les conditions de production ou de captage du biogaz en amont.

Les contraintes de traitement du biogaz sont minimales pour une valorisation chaleur, mais importantes pour une valorisation électrique, en raison de l'impact sur la fréquence d'entretien des installations. Les motoristes définissent des valeurs seuil pour les impuretés dans leurs spécifications techniques et ont développé des gammes de moteurs fonctionnant au biogaz. Cependant, un cahier des charges spécifique est défini afin de considérer la particularité de chaque site. En ce qui concerne la production de biométhane et de bioGNV, il ne s'agit plus d'un traitement préalable du biogaz, mais d'une épuration, afin d'obtenir les mêmes caractéristiques que le gaz naturel. (Couturier, 2009)

Le traitement du biogaz s'échelonne en trois étapes. La première est quasi-systématique, les suivantes dépendent de la qualité du biogaz et de l'utilisation énergétique souhaitée :

- Traitement primaire : traitement des poussières et de H_2O ;
- Traitement secondaire : traitement supplémentaire de H_2S , des COV, des siloxanes et de NH_3 ;
- Epuration : traitement supplémentaire du CO_2 – Elimination poussée des autres composés.

Il est difficile d'affecter une technologie de traitement à chaque type de valorisation ou de filière, et une comparaison approfondie est nécessaire. Quelques tendances peuvent cependant ressortir :

- Un traitement primaire (filtration, refroidissement) pour éliminer l'eau, les poussières et une petite partie de H_2S peut être suffisant pour une valorisation chaleur, ou un biogaz de bonne qualité pour de la cogénération.
- Un couplage de plusieurs traitements dans une technologie intégrée est souvent nécessaire pour réduire les teneurs en H_2S et en COV. Par exemple un lavage à l'eau + un refroidissement, ou une épuration biologique + une adsorption sur charbon actif, etc.
- Les technologies les plus performantes sont souvent réservées à une épuration pour valorisation biométhane, car elles peuvent devenir très coûteuses : lavage à l'eau, adsorption chimique, adsorption PSA, séparation membranaire, cryogénie, etc.
- En plus du lien entre choix du traitement et type de valorisation, il existe une corrélation entre la qualité du biogaz produit et la filière de production, les substrats n'étant pas les mêmes. Malgré une grande variabilité intrinsèque, la problématique du traitement de H_2S sera généralement plus lourde en STEU et en exploitation agricole méthanisant du lisier, qu'en ISDND.

Le tableau en annexe recense les principaux modes de traitement du biogaz et leurs caractéristiques.

POINTS CRITIQUES ET AXES DE DÉVELOPPEMENT

La variation de débit et de qualité du biogaz peut poser problème, notamment pour les moteurs lors d'une valorisation électrique (usure à moins de 75 % de charge, arrêt à 50 %) et dans le cas des ISDND (production irrégulière et évolutive lors du cycle de vie). Les micro-turbines peuvent offrir une solution au problème de la variabilité de la production (Couturier, 2009).

Les COV et les siloxanes sont dommageables pour la valorisation électrique. Une meilleure quantification de leur teneur dans le biogaz est nécessaire afin d'accroître la fiabilité de la prévision de la maintenance et d'optimiser l'efficacité du traitement et son dimensionnement. Le développement de moyens analytiques spécifiques est ainsi un enjeu technique et économique fort. Cela permettrait également de définir plus précisément les biogaz en fonction de la filière de production. (Couturier, 2009 ; Moletta 2008)

Afin de mettre en œuvre des traitements à la fois efficaces, économiques et facilement maîtrisables par les exploitants, il apparaît utile de **développer de nouvelles voies d'épuration du biogaz**. Les moyens analytiques de caractérisation du biogaz y participent pleinement dans la mesure où la validité du procédé repose sur le suivi amont-aval des composés. (Buffière et al., 2009)

Équilibrer l'investissement et les différents coûts d'exploitation (traitement biogaz, maintenance des moteurs et turbines), tout en respectant les contraintes environnementales et en optimisant le rendement énergétique est une étude complexe. Le développement de guides méthodologiques et d'outils de simulation est une aide à renforcer (voir notamment le site de l'ADEME).

La valorisation de la chaleur étant un facteur clé de la réussite d'un projet de cogénération, il serait intéressant d'étudier **l'amélioration du stockage et du transport de la chaleur**. Dans ce cadre, la trigénération, qui consiste à associer une production de froid à un procédé de cogénération, est une offre en développement intéressante. Elle peut permettre notamment d'éviter les pertes en période creuse (été). De même, **l'amélioration du stockage de l'électricité** est un enjeu commun aux filières des énergies renouvelables afin de mieux répondre à la demande : lissage des pics et des creux de consommation, développement de valorisation énergétique autonome dans les zones isolées, etc.

Avec l'élargissement des gisements de matière organique et des procédés de digestion, il serait intéressant de réaliser des prévisions d'évolution de la qualité des biogaz. (Couturier, 2009).

La recherche dans les nouvelles voies de valorisation énergétique des **piles à combustible** peut également s'avérer prometteuse.

CONTEXTE REGLEMENTAIRE

REGLEMENTATION

La méthanisation est une technologie à double objectif, le traitement des déchets et la production d'énergie renouvelable.

L'évolution du contexte réglementaire qui encadre le traitement des déchets encourage les exploitants à se tourner vers la méthanisation : réduction des quantités de déchets stockés (notion de déchet ultime, c'est-à-dire non valorisable), nouvelle disposition d'enregistrement dans la législation ICPE pour certaines installations de méthanisation de déchets non dangereux, mise en place de la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP), prévue à la hausse en 2013. En revanche, les contraintes en termes d'émission de gaz peuvent être pénalisantes, car coûteuses, (émissions des pots d'échappement des moteurs et des fumées de chaudières).

Le tableau en annexe 2 présente la législation relative à la production de biogaz.

En parallèle, et suite à l'adoption du plan climat énergie de l'Union Européenne, plusieurs mécanismes de soutien à la production d'énergie renouvelable ont été mis en place :

- Les appels d'offres de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), pour les puissances très élevées ;
- Les tarifs de rachat de l'électricité, avec obligation d'achat par EDF ;
- Les tarifs de rachat d'injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel ;
- Le Fonds déchets qui soutient des investissements liés aux déchets ;
- Le Fonds chaleur qui soutient la production de chaleur à partir de ressources renouvelables ;
- Le Plan de performance énergétique des exploitations agricoles (PPE), appel à projets financé par le budget de l'État dans le cadre du plan de relance de l'économie ;
- Les certificats d'économie d'énergie, qui reposent sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie aux vendeurs d'énergie, dits « obligés » (EDF, GDF SUEZ, etc).

Les tarifs de rachat sont le principal instrument de subvention de la production énergétique à partir de biogaz. Cependant, le dispositif de soutien comprend également des aides territoriales à la méthanisation (ADEME, collectivités, ministères de l'Agriculture et du Développement Durable), qui peuvent atteindre 30 % à 50 % des coûts d'investissements (Bastide et Theobald, 2012).

Les prix subventionnés pour l'électricité et le gaz sont du même ordre. Le prix de rachat de l'électricité est de 1,8 à 4,5 fois celui du marché à 44 €/MWh (3^{ème} trimestre 2012 - prix *day-ahead* en base cotés sur EPEX SPOT) et celui du gaz de 1,8 à 5 fois celui du marché à 25,1 €/MWh (3^{ème} trimestre 2012 - prix *day-ahead*) (Commission de régulation de l'énergie, 2012).

Le cadre réglementaire est donc fondamental au développement de la filière, qui ne serait pas rentable sans un système d'aides. C'est le cas observé en France, avec, par exemple, la multiplication des projets biogaz agricoles suite à la mise en place des tarifs de rachat de l'électricité en 2006 puis en 2011. De même, suite à la loi Grenelle 2 et à l'instauration d'un tarif de rachat du gaz, près de 300 demandes d'injection sont parvenues aux opérateurs du réseau de gaz naturel en 2012. Une nouvelle étude économique de l'ADEME sur les projets biogaz devrait être publiée en 2013 et permettre un premier retour sur l'efficacité du système réglementaire mis en place (Bastide et Theobald, 2012)

TARIFS D'ACHAT

Les tarifs de rachat de l'électricité sont définis par l'arrêté du 19 mai 2011 et remplacent ceux de l'arrêté du 10 juillet 2006. Ils concernent les installations mises en service après le 21 mai 2011 (installations antérieures : Cf. tarifs de l'arrêté du 16 juillet 2006 et art. 6 de l'arrêté du 19 mai 2011). Le tarif dépend de la puissance d'installation, de son efficacité énergétique et de la quantité d'effluents d'élevage utilisée. Il est dégressif et comprend un tarif de base ainsi qu'un système de primes : il avantage les petites puissances en milieu agricole, type polyculture-élevage. Les tarifs sont valables pour une durée de 15 ans après mise en service. Deux types de tarifs sont à distinguer : valorisation de biogaz par voie de méthanisation et valorisation par captage (ISDND). Le tarif de rachat peut ainsi varier du simple à plus du double : il est compris entre 81,2 €/MWh et 199,7 €/MWh.

Les tarifs de rachat du gaz biométhane sont définis dans l'arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans le réseau de gaz naturel. La voie méthanisation et la voie ISDND sont distinctes, et le tarif avantage les installations de petites puissances et utilisant les déchets agricoles et agro-alimentaires, ou, dans une moindre mesure, les déchets ménagers. Le prix de rachat du gaz varie de 45 à 125 €/MWh, soit presque une variation du simple au triple.

Le tableau en annexe 3 présente le détail des conditions de rachat de l'électricité et du gaz.

SYNTHESE ET PERSPECTIVES

Le biogaz est produit par méthanisation ou capté dans les ISDND, afin d'être transformé en chaleur, en électricité, en biométhane ou en bioGNV. Le potentiel énergétique en jeu est limité - mais néanmoins significatif (12 Mtep soit 7,7 % de la consommation d'énergie finale en France) et cette source d'énergie n'a pas vocation à devenir prépondérante dans la production énergétique nationale. Cependant, la production de biogaz présente un véritable intérêt de par la rencontre croisée de plusieurs enjeux économiques et environnementaux : production d'énergie, traitement des déchets, aménagement du territoire. De plus, les pouvoirs publics souhaitent que la filière biogaz contribue à atteindre les objectifs de 2020 de l'Union Européenne en matière de production d'énergies renouvelables.

Depuis les lois du Grenelle de l'environnement, la filière biogaz est peu à peu reconnue par la réglementation française, qui pose des règles spécifiques au régime ICPE, prend en compte la voie de l'injection dans le réseau de gaz naturel, etc. De même, des tarifs de rachat plus incitatifs de l'électricité et du gaz ont été mis en place afin de lever le verrou de la rentabilité des projets.

En conséquence, la mise en place d'une filière biogaz d'importance est amorcée. L'enjeu est de la consolider afin d'atteindre l'objectif d'une valorisation énergétique du biogaz de 1025 ktep en 2020. La poursuite de l'adaptation de la réglementation aux besoins de la filière est importante (ATEE Club Biogaz, 2011a) :

- statut du digestat pour faciliter une valorisation agronomique ;
- facilitation des démarches administratives (poursuivre l'assouplissement de la loi ICPE, réduire le délai de traitement des dossiers par les services administratifs locaux, réduire les délais de raccordement aux réseaux auprès des opérateurs, etc.) ;
- évaluation et poursuite de la politique de subvention. L'une des questions principales concerne la compensation d'une tendance à la baisse des aides à l'investissement dans le contexte actuel afin de ne pas fragiliser la faisabilité des projets.

D'un point de vue technique, les freins à lever peuvent être listés en quelques points majeurs :

- la préparation de la charge du digesteur (prétraitements, ration, caractérisation) ;
- l'optimisation du système de production et de captage du biogaz en ISDND ;
- l'amélioration de la digestion (digestion en voie sèche, etc.) ;
- le traitement des composés indésirables et la régulation de la qualité du biogaz ;
- le développement de nouvelles techniques de traitement et de valorisation énergétiques ;
- le développement de l'instrumentation (capteurs) et de la modélisation ;
- une meilleure caractérisation et valorisation du digestat et des lixiviats d'ISDND.

Enfin, la faisabilité d'un projet repose sur trois piliers qui font apparaître l'importance cruciale de penser à la localisation et à la taille optimum d'une unité de méthanisation :

- possibilités d'approvisionnement en substrat, avec la question de la sécurisation de la ressource dans le temps et du pouvoir méthanogène de la matière organique disponible ;
- débouchés possibles de l'énergie produite (usage local, raccordement au réseau électrique ou au réseau de gaz naturel) ;
- acceptabilité sociale du projet par rapport aux riverains et aux collectivités locales.

Les perspectives de développement de la production de biogaz sont très bonnes, avec de nombreux projets en cours. La production de biogaz pourrait ainsi atteindre 700 ktep en 2020, soit plus du triple de la production de 2010 (206 ktep) d'après une étude publiée par le cabinet Xerfi en juillet 2012.

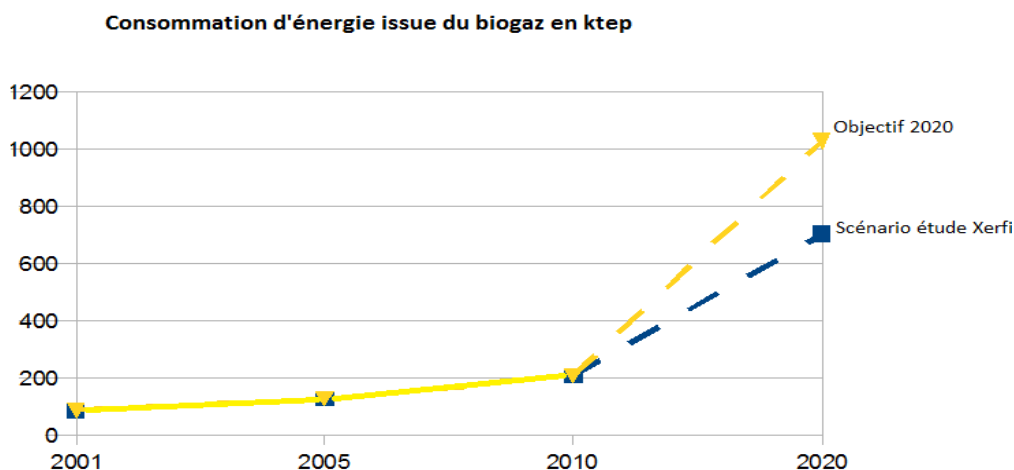


Figure 3 – Perspective d'évolution de la consommation d'énergie issue du biogaz (Observatoire de l'énergie, 2005; ATEE Club Biogaz, 2011a; Desplats, Rafaëlle, 2010 ;Thomson Reuters, 2012)

Les attentes sont fortes sur la méthanisation agricole, au plus important potentiel énergétique (10 Mtep), et favorisée par les politiques mises en place. La France s'oriente vers un développement centralisé en codigestion, proche du modèle danois et différent du modèle allemand basé sur des unités individuelles et les cultures dédiées. La filière ISDND devrait poursuivre sa croissance, très forte les 10 dernières années. Près de 60 % des

tonnages sont valorisés actuellement, et les quantités de déchets enfouis sont à la baisse. La filière devrait donc devenir moins dynamique progressivement. Le secteur des ordures ménagères est aussi potentiellement très intéressant, même si d'autres possibilités de valorisation énergétique sont possibles comme le recyclage des déchets en combustibles.

Le tableau suivant présente les perspectives de développement pour chaque filière :

	Nombre	Valorisation actuelle	Perspectives de développement	Type de valorisation	Points critiques
STEE	60	8 ktep el 46 ktep th	Stable Politique incitative (TGAP) Volonté des collectivités	Cogénération, Biométhane, BioGNV	Seuil critique de rentabilité admis à 30 000 EH. Grosses STEE renouvelées dans les 15 dernières années Volonté du maître d'ouvrage déterminante
ISDND	80	74 ktep el 25 ktep th	TGAP en hausse pour 2013 Filière la plus dynamique depuis 2000 (valorisation énergétique qui a doublé depuis 2006)	Cogénération, BioGNV et Biométhane (si pas isolé)	Isolement des centres urbains = pb pour la valorisation en biométhane 30 % du parc = 60 % des tonnages déjà équipés
Méthanisation agricole individuelle	41	7 ktep el	Très fort potentiel – 15 unités /an Fort taux de subvention A la ferme et codigestion	Cogénération, Biométhane (grosses unités)	Compétition pour cosubstrats d'IAA Pas d'incitation aux cultures énergétiques pour « booster » la filière Valorisation du digestat
Méthanisation territoriale ou centralisée	7	9,5 ktep th	Très fort potentiel Codigestion Logique de développement du territoire	Cogénération, Biométhane, (BioGNV)	Filière multi-acteurs Compétition pour les co-substrats Logistique et collecte des substrats
Méthanisation des ordures ménagères	9	3 ktep el 1,5 ktep el	Nouveau marché à fort potentiel – 2 à 3 unités/an. Concurrence avec le tri mécano-biologique (TMB) orienté recyclage	Cogénération, Biométhane, BioGNV	Collecte sélective ou tri poussé sur place Concurrence TMB
IAA	80	0,6 ktep el 30 ktep th	Stationnaire – crise économique 2008 Prévision 2-4 unités par an	Biométhane, Cogénération Chaleur	Quel seuil de rentabilité minimum pour les industries ?

Tableau 7 - Perspectives de développement des filières biogaz (Ernst et Young, 2010)

BIBLIOGRAPHIE

- ADEME, 2010. *La méthanisation : Comment se transforme la matière organique en énergie ?* Angers, ADEME, 16 p.
- ADEME, AILE, Solagro, TRAME, 2011. *La méthanisation à la ferme*. Angers, ADEME, 20 p.
- APESA J.L., Biomasse Normandie, RITTMO, 2010. *Le cadre réglementaire et juridique des activités agricoles de méthanisation et de compostage*. Angers, ADEME, 77 p.
- ATEE Club Biogaz, 2011a. *Etat des lieux de la filière méthanisation en France*. Arcueil, ATEE, 72 p.
- ATEE Club Biogaz, 2011b. *Réglementation ICPE - Club Biogaz*. Disponible sur Internet: http://biogaz.atee.fr/news/fullstory.php/aid/192/R_E9glementation_ICPE_.html [Consulté le 22/01/2013].
- Bastide G., Theobald O., 2012. *France Report*. LE Petten, IEA Bioenergy Task 37, 10 p.
- Buffière P., Bayard R., Germain P., 2009. *Freins et développements de la filière biogaz : les besoins en recherche et développement*. Lyon, RECORD, 135 p.
- Commission de régulation de l'énergie C., 2012. *Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz : 3ème trimestre 2012*. Paris, Commission de régulation de l'énergie, 66 p.
- Desplats, Rafaëlle, 2010. *ITOM : les installations de traitement des ordures ménagères en France*. Angers, ADEME, 19 p.
- Ernst et Young, 2010. *Etude de marché de la méthanisation et des valorisations du biogaz*. ADEME/GrDF, 142 p.
- Eurobaromètre B., 2008. 5,9 Mtep valorisées en 2007 dans l'UE. *Systèmes solaires - le journal des énergies renouvelables*, (186), pp. 45-59.
- GDF Suez, IFP, ADEME, 2009. *Etude Biogaz : Etat des lieux et potentiel du biométhane carburant*. Paris, Association Française du Gaz Naturel pour Véhicules, 102 p.
- Görisch U., Helm M., 2008. *La production de biogaz*. Paris, Ulmer, 120 p.
- MEDDE, 2013. *Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie - Le biogaz*. Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie. Disponible sur Internet: http://www.developpement-durable.gouv.fr/spip.php?page=article&id_article=25546 [Consulté le 21/01/2013].
- Ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement, 2011. *Arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz* | Legifrance. Disponible sur Internet: <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000024042984&dateTexte=&categorieLien=id> [Consulté le 20/01/2013].
- Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, Ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement, 2011. *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 | Legifrance.
Disponible sur Internet:
<http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000024834801&dateTexte=&categorieLien=id> [Consulté le 20/01/2013].

Moletta R., 2008. *La méthanisation*. Paris, Éd. Tec & doc-Lavoisier, 283 p.

Observatoire de l'énergie, 2005. *Les énergies renouvelables en France 1970-2003*. Paris, Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, 53 p.

Petersson A., Wellinger A., 2009. *Biogas upgrading technologies—developments and innovations*. LE Petten, IEA Bioenergie -Task 37, 20 p.

RECORD, 2009. *Technique de production d'électricité à partir de biogaz et de gaz de synthèse*. Villeurbanne, RECORD, 254 p.

Service de l'observation et des statistiques, 2005. *Chiffres clés de l'énergie*. La Défense, Commissariat général au développement durable - SOeS, 40 p.

Technische Universität Wien, 2012. *Biogas to biomethane technology review*. Bruxelles, Intelligent Energy Europe, 15 p.

Thomson Reuters, 2012. *France-Triplement prévu du marché du biogaz d'ici 2020-Etude | Reuters*. Disponible sur Internet:
<http://fr.reuters.com/article/frEuroRpt/idFRL6E8IHD5720120717> [Consulté le 22/01/2013].

Verdesis, sd. *Verdesis : Méthanisation et Valorisation du biogaz*. Disponible sur Internet:
<http://www.verdesis.net/methanisation.html> [Consulté le 22/01/2013].

ANNEXE 1 - LES MODES DE TRAITEMENT DU BIOGAZ

CARACTERISTIQUES		TRAITEMENTS DES COMPOSES						
Particularités	Épuration possible ?	Poussières	Déshydratation : H2O	Désulfuration : H2S	Siloxanes	COV	NH3	CO2
Traitement Primaire		Filtre à particules 0,01 µm à 1 µm						
	Colmatage dévésiculeur et cyclone si pas de filtration avant	Insuffisant	Refroidissement par condensation sur conduite (échangeur air/biogaz) ou dévésiculeur, cyclones ou groupes froids	Refroidissement	Refroidissement par condensation sur conduite (échangeur air/biogaz) ou dévésiculeur, cyclones ou groupes froids		Refroidissement par condensation sur conduite (échangeur air/biogaz) ou dévésiculeur, cyclones ou groupes froids	
	Désulfuration partielle							
	Pas de réactif Oxydation peut avoir influence sur qualité finale du biogaz			Epuraton biologique interne au digesteur ou externe – Oxydation de H2S par micro-organismes avec apport d'air ou O2				
	En pré-traitement (H2S élevé) ou en traitement si tolérance à H2S. Intéressant en STEE pour le phosphore			Précipitation du soufre par chlorure de fer ou sulfate de fer dans digesteur			Précipitation du soufre chlorure de fer ou sulfate de fer dans le digesteur	
					Absorption bain d'hydrocarbure			
	Régénération à haute température. Alumine à remplacer régulièrement		Adsorption gel silice, alumine		Adsorption gel silice, alumine			
secondaire	Même avec H2S fluctuant et élevé, et substrat changeant. Contrôle process élevé	Oui		Lavage NaOH (soude caustique) ou NaHCO3				
	Régénération pour NaHCO3 pour une forte performance							
	(charbon actif). Adsorbant à remplacer quand saturé en H2S	Oui	Adsorption sur charbon actif	Adsorbition sur oxydes métalliques (fer, zinc, cuivre), ou charbon actif + oxygène, ou charbon actif imprégné	Adsorption sur charbon actif	Adsorption sur charbon actif		Adsorption sur charbon actif
	Gaz saturé en eau à la suite du lavage (baisse PCI) et séchage qui peut être nécessaire. Lavage sous pression 4-7 bars	Oui		Absorption physique, lavage à l'eau			Absorption physique, lavage à l'eau	
	Régénération de l'eau de lavage							
	Sous pression 4-7 bars et T° à 55-80 °C	Oui	Absorption physique, solvant glycol	Absorption physique, solvant glycol				Absorption physique, solvant glycol
Traitement	Taux CH4 > 99 % A T° 160 °C (+ pour H2S) Régénération du solvant énergivore (surtout pour H2S)			Absorption chimique, amines				Absorption chimique, amines
	Sous pression 4-7 bars. Après traitement H2S et H2O. Pour épuration poussée. Régénération possible	Oui	Adsorption module par pression (PSA) sur tamis moléculaire (zéolithe) ou charbon actif		Adsorption module par pression (PSA) sur tamis moléculaire (zéolithe) ou charbon actif	Adsorption module par pression (PSA) sur tamis moléculaire (zéolithe) ou charbon actif		Adsorption module par pression (PSA) sur tamis moléculaire (zéolithe) ou charbon actif
	Flexibilité du process.	Oui		Séparation membranaire. Adsorption sur oxydes de fer ou zinc			Séparation membranaire	Séparation membranaire
	Sous pression 10-18 bars ou +		Cryogénie					Cryogénie

(Couturier, 2009; GDF Suez et al., 2009; Petersson et Wellinger, 2009; Technische Universität Wien, 2012)

ANNEXE 2 – LÉGISLATION RELATIVE À LA PRODUCTION DE BIOGAZ
(APESA et al., 2010; ATEE Club Biogazb, 2011; Ernst et Young,
2010)

REDUCTION DES DECHETS ET EMISSIONS DE POLLUANTS :

Loi du 13 juillet 1992, applicable en 2002. Introduction de la notion de déchet ultime

Conséquence : réduction de la quantité de déchets après traitements en STEE, à enfouir en ISDND

Arrêté du 9 septembre 1997 relatif aux installations de stockage de déchets non dangereux

art. 18 : traitement des lixiviats - art. 19 : captage du biogaz - art. 44 : fréquences des mesures et limites à ne pas dépasser

Introduction de la TGAP en 1999 (taxe générale sur les activités polluantes) - impact sur les activités biogaz, émettrices de polluants

Prévision d'augmentation de la TGAP pour 2013

Circulaire du 6 déc 2000 (modifié par la circulaire du 10 déc. 2003)

Prescription applicable aux installations de combustion utilisant du biogaz et avec une puissance inférieure à 2 MW : limites d'émission

Arrêté du 30 juillet 2003 - émissions des installations de combustion de P > 20 MW

OBLIGATION DE RACHAT DE L'ENERGIE ET MECANISMES DE SOUTIEN :

Arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz

Revalorisation des tarifs de rachat de l'électricité (qui remplace les tarifs de l'arrêté de 2006)

2008 : Paquet climat-énergie de l'Union Européenne (avec notamment la directive 2009/28/CE et la décision n° 406/2009/CE)

Transposé dans la loi Grenelle I (n°2009-967), puis prolongé par la loi Grenelle II (n°2010-788)

Objectif France : 23 % d'ENR dans la consommation finale d'énergie en 2020

x 4 la production d'électricité et de chaleur issue du biogaz, soit passer à 625 MW = 471 ktep d'électricité et à 555 ktep de chaleur

Obligation d'achat du biométhane pour injection dans le réseau de gaz naturel

Mise en place d'aides et de subventions régionales – le rôle d'animation et d'orientation étant dévolu à l'ADEME

Fonds déchets de l'ADEME, plan de performance énergétique des exploitations agricoles du ministère de l'agriculture (PPE), fonds FEDER et FEADER de l'UE

Création du Fonds Chaleur Renouvelable ayant pour objectif de développer la production de chaleur issue des énergies renouvelables.

Il est destiné à l'habitat collectif, les collectivités et les entreprises. 1,2 milliards d'euros sur la période 2009-2013 (5 ans), gérés par l'ADEME.

Dispositifs réglementaire pour l'application de la loi Grenelle II concernant l'injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel

- Décret n° 2011-1594 du 21 nov 2011 - conditions de vente du biométhane aux fournisseurs de gaz naturel

- Décret n° 2011-1595 du 21 nov 2011 - compensation des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

- Décret n° 2011-1597 du 21 nov 2011 - conditions de contractualisation entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz naturel

- Décret n° 2011-1596 du 21 nov 2011 - garanties d'origine du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

- Arrêté du 23 nov 2011 relatif aux modalités de désignation de l'acheteur de biométhane de dernier recours

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

- Arrêté du 23 nov 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

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

INSTALLATIONS CLASSEES POUR L'ENVIRONNEMENT (ICPE)

Toute installation de méthanisation est soumise à la législation ICPE pour être autorisée à exploiter. Selon sa taille et le type d'installation elle est soumise à un régime de déclaration, d'enregistrement ou d'autorisation de son activité.

Modification et clarification de la réglementation applicable aux installations de méthanisation :

Décret n°2009-1341 : nomenclature spécifique à l'activité de méthanisation

Ordonnance n°2009-663 : création du régime d'enregistrement ICPE, nouvelle catégorie intermédiaire entre l'autorisation et la déclaration

Décret n°2010-875 : régime d'enregistrement ICPE pour les installations de méthanisation de taille moyenne et catégorie spécifique au biogaz

Cf. Rubrique 2781 pour installations de méthanisation de déchets non dangereux ou matières végétales sauf eaux usées, boues de STEE si méthanisées sur le site de production. Le seuil retenu entre déclaration et enregistrement : 30t/j et entre enregistrement et autorisation : 50t/jour

Cf. Rubrique 2910 de la nomenclature des installations classées pour la combustion du biogaz

Article 59 de la loi n°2010-874 du 27 juillet 2010 : méthanisation reconnue comme activité agricole

Décret n° 2011-190 du 16 février 2011 : conditions pour qu'une installation de méthanisation bénéficie d'un "statut agricole"

EPANDAGE DU DIGESTAT

Logique déchet : plan d'épandage – le producteur est responsable jusqu'au retour au sol

Logique produit : mise sur le marché – le producteur est responsable jusqu'à la mise sur le marché

La logique produit nécessite une homologation ou une normalisation. Il n'existe pas de normalisation propre au digestat.

Bonnes pratiques agricoles quant à l'épandage des fertilisants :

loi du 3 janvier 1992 sur l'eau – articles L210-1 et suivants du code de l'environnement - arrêté du 22 novembre 1993

Autorisation et interdiction d'épandage en fonction de l'origine :

articles R211-26 à R211-47 du code de l'environnement - arrêté du 8 janvier 1998 et arrêté du 17 août 1998

ANNEXE 3 – PRIX DE RACHAT DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (BIOMÉTHANE)

(Ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement, 2011;
Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie et Ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement, 2011)

INJECTION BIOMETHANE			
METHANISATION		ISDND	
Tarifs de rachat de base selon la capacité max. de production biométhane			
Cmax en m3/h	Cts €/KWh PCS	Pmax en KW	Cts €/KWh
≤ 50	9,5	≤ 50	9,5
100	8,65		
150	7,8	50 < Pmax < 350	Interpolation linéaire
200	7,3		
250	6,8		
		≥ 350*	4,5
300	6,6		
≥ 350	6,4		
Interpolation linéaire pour les valeurs intermédiaires (entre les 2 bornes définies les plus proches)			
Prime : utilisation d'intrants issus des déchets des collectivités et des ménages hors boues STEE (intrants 1)			
Prime =			
0,5 c€/KWh PCS x % de T intrants 1			
Prime : utilisation d'intrants issus de l'agriculture ou des IAA (intrants 2)			
Cmax en m3/h	PI2 = Cts €/KWh PC		
≤ 50	3		
50 à 350	Interpolation linéaire		
≥ 350	2		
Prime = PI2 x % de T intrants 2			

ELECTRICITE			
METHANISATION		ISDND	
Tarifs de rachat de base selon la puissance installée			
Pmax en KW	Cts €/KWh	Pmax en KW	Cts €/KWh
≤ 150	13,37	≤ 150	9,745
300	12,67		
500	12,18	150 < Pmax < 2000	Interpolation linéaire
1000	11,68		
≥ 2000*	11,19	≥ 2000*	8,121
*Tarif d'achat constant de 2 MW à 12 MW (limite légale de l'obligation d'achat pour le biogaz)			
Interpolation linéaire pour les valeurs intermédiaires (entre les 2 bornes définies les plus proches)			
Prime intrants (matières traitées par méthanisation) issus des effluents d'élevage			
Pmax en KW	Cts €/KWh		
≤ 150	0 à 2,6***		
≥ 1000	0		
***Selon interpolation linéaire avec : si % effluents ≤ 20% = 0, si ≥ 60% = 2,6			
Prime efficacité énergétique V (hors process amont : hygiénisation, chauffage digesteur etc.)			
Eff. En. V	Cts €/KWh		
V ≤ 35 %	0		
35 % ≤ V ≤ 70 %	Interpolation linéaire		
V ≥ 70 %	4		

ANNEXE 4 – LEXIQUE DU BIOGAZ

Lexique des termes du biogaz (Glossaire de l'ADEME, en ligne: <http://www2.ademe.fr/servlet/KBaseShow?sort=-1&cid=96&m=3&catid=12843&p1=9>)

Absorption

L'absorption est un processus de transfert de masse d'un composé de la phase gazeuse vers la phase liquide. Lorsque le composé transféré n'est pas modifié, le processus est une simple absorption physique.

Absorption aux amines

Le principe est d'absorber le CO₂ par réaction chimique avec un solvant (dans une colonne d'absorption), puis de le désorber (dans une colonne de régénération) par abaissement de la pression et augmentation de la température. D'autres options sont en cours de développement et reposent sur des concepts innovants (nouveaux solvants, adsorption, givrage/dégivrage, membranes...).

Adsorption

Phénomène réversible de fixation et de concentration de substances particulières, moléculaires ou ioniques d'un fluide sur la surface active d'un corps (par exemple une membrane).

Bioréacteur

La gestion en bioréacteur des installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) consiste à accélérer les processus de dégradation et de stabilisation des déchets dans une enceinte confinée. Cette accélération est opérée par la maîtrise des principaux facteurs d'optimisation de l'activité microbienne : humidité, température et nature du déchet. Dans la réalité, le bioréacteur est souvent lié à la recirculation de lixiviats mais toujours dans l'objectif de limiter les impacts environnementaux.

Biogaz

Gaz résultant du processus de dégradation biologique des matières organiques en l'absence d'oxygène (fermentation anaérobie) et contenant majoritairement du méthane (env. 50%) et du dioxyde de carbone. Il est produit dans les installations de stockage des déchets ou encore dans les méthaniseurs (digesteurs). Combustible, il peut être valorisé énergétiquement. Il doit sinon être détruit par combustion car, d'une part, il peut être à l'origine d'importantes nuisances notamment olfactives et, d'autre part, c'est un puissant gaz à effet de serre.

Biomasse

Définie par la loi du 14 juillet 2005 comme la fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture, de la sylviculture et des industries connexes ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et ménagers. En terme de valorisation énergétique, c'est l'ensemble des matières organiques pouvant devenir des sources d'énergie, soit directement (bois-énergie), soit après une méthanisation.

Biocarburants

Les biocarburants mobilisent toute matière solide, liquide ou gazeuse d'origine végétale ou animale utilisée à des fins de transport. Les formes liquides ou gazeuses sont obtenues à partir des formes solides par extraction (par exemple l'huile ou les graisses) ou par transformation de la biomasse.

Biométhane

Le biométhane correspond à du biogaz ayant subi un processus d'épuration poussé. Ses caractéristiques sont similaires au gaz naturel et il peut donc être injecté dans le réseau de distribution du gaz naturel.

BioGNV

Le gaz naturel véhicule (GNV) est un carburant composé à 100 % de gaz naturel comprimé à 200 bars. Le bioGNV est issu du biométhane en lieu et place du gaz naturel.

Casier

Subdivision de la zone d'exploitation d'une installation de stockage de déchets délimitée par une digue périmétrique stable et étanche. Les casiers sont hydrauliquement indépendants les uns des autres.

Charge du digesteur

Rapport du poids des matières volatiles introduites au volume du digesteur. Elle s'exprime en kg de MV/m³ et permet d'apprécier la quantité de matières nutritives introduites par rapport à la biomasse présente ; celle-ci contient en fin de digestion toutes les souches bactériennes nécessaires à la digestion des boues fraîches. Toute variation importante de charge perturbe la digestion et peut entraîner son blocage.

Chaudière

Système générateur de vapeur d'eau ou d'eau chaude servant à la production d'énergie, au chauffage.

Cogénération

Production conjointe et simultanée d'électricité et de chaleur utilisables, par une même installation à partir de l'énergie issue du traitement thermique des déchets ou par l'intermédiaire du biogaz de centres de stockage ou de méthanisation. On peut ainsi considérablement améliorer l'utilisation de l'énergie primaire en atteignant un rendement global qui peut dépasser 80 %.

COV - Composé Organique Volatil

Ensemble de polluants atmosphériques constitué d'une multitude de substances d'origine naturelle ou humaine, toujours composés de l'élément carbone et d'autres éléments tels que l'hydrogène, les halogènes, l'oxygène, le soufre... Cette définition est reprise dans la Directive du 11 mars 1999 (relative à la réduction des émissions de composés organiques volatils dues à l'utilisation de solvants organiques dans certaines activités et installations). Le butane, le propane, l'éthanol et les solvants dans les peintures sont parmi les COV les plus courants dans l'air. Ils ont des effets connus sur la santé, à court terme (irritation des yeux, de la gorge, gêne respiratoire) et à long terme (cancérogènes comme le benzène et le formaldéhyde).

Digestat

Résidus ou déchets « digérés », issus de la méthanisation des déchets organiques. Le digestat est constitué de bactéries excédentaires, matières organiques non dégradées et matières minéralisées. Après traitement, il peut être utilisé comme compost.

Digesteur

Le digesteur est un réacteur biologique, souvent de forme cylindrique, de capacité 1000 à 3000m³, où se produisent les réactions de méthanisation à partir d'intrants organiques.

Energies renouvelables - ENR

Définies par la loi d'orientation énergétique du 14 juillet 2005 : « Sont des sources d'ENR les énergies éolienne, solaire, géothermique, houlomotrice, marémotrice et hydroélectrique,

ainsi que celles issues de la biomasse, du gaz de décharge, du gaz de station d'épuration d'eaux usées et du biogaz. ».

Energie primaire

Ensemble des produits énergétiques non transformés, exploités directement ou importés. Ce sont principalement le pétrole brut, les schistes bitumineux, le gaz naturel, les combustibles minéraux solides, la biomasse, le rayonnement solaire, l'énergie hydraulique, l'énergie du vent, la géothermie et l'énergie tirée de la fission de l'uranium.

ICPE - Installation Classée pour la Protection de l'Environnement

Installation industrielle ou agricole présentant des dangers ou des inconvénients pour l'environnement (loi du 11/07/1976). On distingue les ICPE soumises à :

- déclaration : déclaration d'activité faite par l'exploitant auprès du préfet ;
- autorisation : l'exploitant, avant le démarrage de son activité, est tenu de déposer en préfecture un dossier contenant une étude d'impact, des études de dangers, une enquête publique. Au vu de ces documents le préfet refuse ou délivre un arrêté d'exploiter.
- enregistrement : le principe est le même que l'autorisation, mais la procédure est plus simple et le dossier demande moins de pèces.

Installation de Stockage de Déchets (ISD)

Installation d'élimination des déchets par dépôt ou enfouissement sur ou dans la terre et qui respecte la réglementation en vigueur pour ces installations. Les installations de stockage sont aussi couramment dénommées décharge, centre de stockage (CSD) ou centre d'enfouissement technique (CET). On distingue : les ISD pour déchets non dangereux (ISDND), les ISD pour déchets dangereux, les ISD pour déchets inertes.

Lixiviat

Liquide chargé bactériologiquement et chimiquement par la dégradation des déchets lors de la circulation des eaux dans le massif de déchet d'une décharge.

Méthane ou CH₄

Gaz produit lors de la dégradation anaérobie et contribuant à l'effet de serre. Principal constituant combustible du biogaz (et du gaz naturel). Le taux de CH₄ confère au biogaz un pouvoir calorifique (PCI, PCS). La température d'ignition du méthane à pression atmosphérique en présence d'une flamme ou étincelle est de 550°C. Son autoinflammation n'est donc pas spontanée (risque d'explosion « limité »). Il est inodore et incolore.

Méthanisation

Transformation des matières organiques par fermentation anaérobie (raréfaction d'air) et digestion. La méthanisation conduit à la production :

- de biogaz essentiellement constitué de méthane ;
- d'un digestat éventuellement utilisable.

Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI)

On appelle Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI) l'énergie libérée par la combustion d'une quantité donnée de combustible, à l'exclusion de l'énergie qui a servi à vaporiser l'eau de la réaction de combustion, qui est considérée comme perdue. Le PCI s'exprime en kWh par unité de combustible. Pour un même combustible, le PCI est toujours PCS (pouvoir calorifique supérieur).

Pour le gaz naturel, le PCS varie de 9,5 à 10,5 kWh PCS/(n)m³ et le PCI de 8,55 à 9,45 kWh PCI/(n)m³. Pour le biogaz, le pouvoir calorifique sera proportionnel à sa teneur en méthane.

Siloxanes (ou COV_{Si})

Il s'agit du silicium et de ses composés. Les siloxanes volatiles sont composés de plusieurs constituants chimiques sous forme gazeuse : silicium, oxygène, chaîne carbonée. Ce sont des polymères organiques, hydrophobes et inertes chimiquement de formule générale R-SiO-R'.

Temps de séjour (ou temps de rétention hydraulique TRH)

Durée théorique pendant laquelle le volume de boues fraîches séjourne dans le digesteur. Il s'obtient en divisant le débit de boue entrant en digestion par le volume du digesteur.

Torchère

Installation en forme de haute cheminée qui assure la combustion permanente du biogaz de décharge, quand il n'est pas valorisé, afin de limiter les rejets à l'atmosphère de gaz à effet de serre, ainsi que la propagation d'odeurs désagréables.



648 rue Jean-François Breton – BP 44494
34093 MONPELLIER CEDEX 5

Tél. : (33) 4 67 04 71 00
Fax. : (33) 4 67 04 71 01
www.agroparistech.fr



*Office
International
de l'Eau*

15 rue Edouard Chamberland
87065 Limoges Cedex

Tél. (33) 5 55 11 47 80
Fax. (33) 5 55 11 47 48
www.oieau.org