

FranceAgriMer

> Les synthèses de FranceAgriMer

avril 2012 • numéro **1**

BIOMASSE



LA MÉTHANISATION état des lieux et perspectives de développement



FranceAgriMer

ÉTABLISSEMENT NATIONAL
DES PRODUITS DE L'AGRICULTURE ET DE LA MER

12 rue Henri Rol-Tanguy / TSA 20002 / 93555 Montreuil-sous-Bois cedex
Tél. : +33 1 73 30 30 00 / Fax : +33 1 73 30 30 30

www.franceagrimer.fr
www.agriculture.gouv.fr



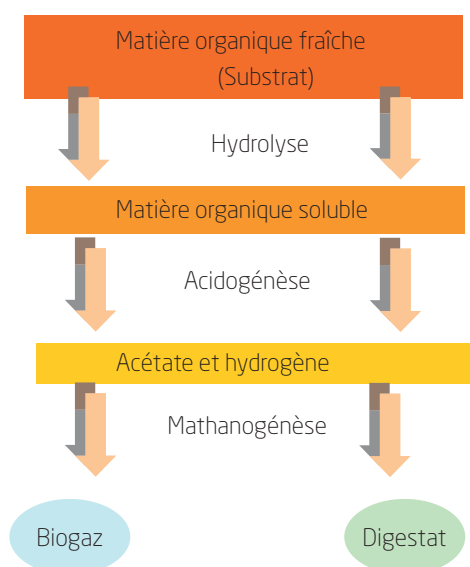
La directive européenne d'avril 2009, relative à la promotion des énergies renouvelables (EnR), fixe l'objectif de 20 % d'EnR dans la consommation énergétique totale européenne à l'horizon 2020. En France, le taux visé est de 23 % à cet horizon. Le biogaz fait partie des sources d'énergies renouvelables qui peuvent contribuer à atteindre cet objectif. Sa production est encore relativement faible, mais elle devrait s'accroître dans les prochaines années. Le potentiel de production est important et le 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) est de nature à encourager les investissements dans ce secteur.

Généralités

La méthanisation : un processus naturel

La méthanisation est un processus naturel biologique de dégradation de la matière organique en absence d'oxygène. La matière organique dégradée se retrouve principalement sous la forme de méthane. Ce processus peut être mis en œuvre intentionnellement, au sein d'un digesteur à partir de déchets organiques, et conduit à une production de gaz (biogaz) et d'un coproduit, le digestat.

Processus de production du biogaz



Le gaz, qui se dégage lors de la réaction de méthanisation, n'est pas du méthane pur mais un mélange de différents gaz dans des proportions variables selon le substrat.

Composition du biogaz

Méthane (CH ₄)	50-75 %
Dioxyde de carbone (CO ₂)	25-45 %
Vapeur d'eau (H ₂ O)	2-7 %
Autres : (N ₂), (H ₂), (O ₂) et (H ₂ S)	0-5 %

Source : www.biogaz-energie-renouvelable.info

Le potentiel méthanogène est variable selon les substrats

Potentiel méthanogène de différents substrats

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

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

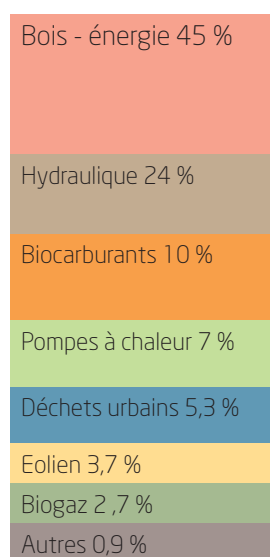
■ déchets agricoles ■ déchets d'IAA ■ déchets de collectivités

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

Une production française de biogaz encore modeste

En 2010, la production française de biogaz s'élève à 0,61 Mtep, soit à peine 2,7 % de la production nationale brute d'EnR¹, contre 45 % pour le bois-énergie, 24 % pour l'hydraulique et 10 % pour les biocarburants.

Part des différentes filières dans la production nationale brute d'EnR



La France n'est qu'un petit contributeur européen en comparaison des 8,3 Mtep produits dans l'Union européenne. L'Allemagne fournit à elle seule 50 % de la production de l'UE, suivie par le Royaume-Uni (22 %) et l'Italie. Cette situation risque de perdurer, voire de s'aggraver ces prochaines années, si l'on considère que la production nationale de biogaz enregistre une progression moindre que la moyenne européenne.

(1) La France produit 22,7 Mtep – mégatonne d'équivalent pétrole – d'EnR, pour une production énergétique totale de 1 38,56 Mtep, soit 16,4 % d'EnR dans la production énergétique nationale.



Quatre filières coexistent en France

La filière de valorisation des ordures ménagères

On distingue les décharges couvertes – ou installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND) –, qui fournissent l'essentiel du biogaz, et les unités de méthanisation des ordures ménagères (UMOM).

Les ISDND ne sont pas des filières de méthanisation à part entière. Elles captent simplement le biogaz qui se dégage naturellement. Il n'y a pas de tri préalable de la fraction fermentescible des déchets et le processus de fermentation n'est pas piloté comme dans le cas des UMOM. Les ISDND résultent de l'application d'une directive européenne datant de 2000, qui interdit les décharges à ciel ouvert. Le biogaz, ainsi produit, est un déchet qui n'est pas toujours valorisé. Il est souvent torché, faute de débouché.

Les boues de stations d'épuration

La digestion anaérobie des boues des stations d'épuration urbaines (STEP) est un procédé largement éprouvé et bien maîtrisé. Le nombre de digesteurs s'est stabilisé au cours des dernières années, après un temps de décroissance entraîné par la mise en œuvre de contraintes réglementaires liées à l'élimination des boues, ainsi qu'à l'augmentation du coût de l'énergie.

Le secteur de la digestion anaérobie des boues est fortement concentré, partagé entre les trois grands opérateurs du traitement des eaux (Suez, Veolia, Saur).

Les effluents industriels

Il s'agit essentiellement de déchets issus des industries agroalimentaires (il existe toutefois des digesteurs de déchets de papeteries et de quelques autres filières industrielles non alimentaires). L'unité de méthanisation est, en général, installée sur le site industriel de façon à ce que l'énergie produite puisse être réinjectée dans le processus de fabrication industriel (alimentation des machines électriques, chauffage des locaux, etc.). La valorisation des effluents industriels par méthanisation n'est pas une voie actuellement en forte expansion en France.

La codigestion

La codigestion, également appelée méthanisation à la ferme, consiste à traiter en mélange des déchets d'origines différentes (collectivités, exploitations agricoles, industries agroalimentaires). Les lisiers et fumiers constituent les substrats majoritaires dans ces installations, mais les déchets provenant des industries agroalimentaires ou des collectivités (cantines...), peuvent représenter des volumes non négligeables.

La méthanisation à la ferme est encore peu développée en France (60 000 tonnes de déchets et d'effluents sont traités annuellement), contrairement à l'Allemagne où cette filière, beaucoup plus répandue, s'appuie principalement sur l'utilisation de cultures dédiées (530 000 ha).

Énergie produite à partir du biogaz, pour chaque secteur, en 2010

Secteur	Nombre d'installations	Énergie primaire / produite (GWh)	Énergie primaire / installation (GWh)
ISDND (2008)	301	49 000	16
STEP	60	905	15
Industrie	80	400	5
UMOM	9	355	39
Agriculture codigestion	48	200	4
Total	495	6 760	14

Source : Club biogaz ATEE, L'état des lieux de la filière méthanisation, en France – sept. 2011

Les ISDND représentent 70 % de la production française de biogaz, avec la particularité de ne pas être valorisée pour l'essentiel. Le biogaz, issu des UMOM, ne représente que 5 % de la production nationale et provient de neuf grosses unités. Cette voie de production pourrait monter en puissance avec le développement du tri-sélectif et à condition d'une meilleure couverture du territoire national. La codigestion à forte teneur en déchets agricoles compte pour seulement 3 % dans la production totale.

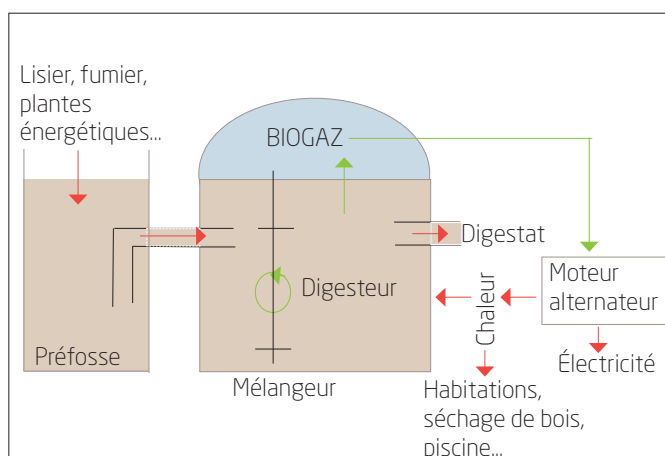
Deux voies de valorisation du biogaz

La cogénération

La production d'électricité en cogénération (électricité et chaleur) consiste à coupler une turbine à vapeur à une chaudière au biogaz. Le biogaz utilisé doit au préalable subir une opération de déshumidification et de désulfuration. L'électricité, ainsi produite, peut être injectée dans le réseau de distribution ou utilisée en interne. Dans les deux cas, les techniques sont bien connues et maîtrisées. En revanche, la chaleur est difficilement transportable et doit être valorisée à proximité du lieu de production. De nombreux exemples de réalisation existent (EARL des Brimelles, en Lorraine : 160 MWh/an d'énergie électrique et 300 MWh/an d'énergie thermique ; GAEC du Bois Joly, en Vendée, 130 000 m³/an de biogaz, 200 MWh/an d'énergie électrique et 400 MWh/an d'énergie thermique ; GAEC du Château, dans les Ardennes, 330 000 m³/an de biogaz, 600 MWh/an d'énergie électrique et 1 000 MWh/an d'énergie thermique...).

octobre 2011. Actuellement, une seule unité de méthanisation est engagée dans ce procédé : l'unité de méthanisation des ordures ménagères de Lille. Les retours d'expérience de cette unité sont particulièrement attendus.

Valorisation du biogaz par cogénération



Source : <http://energie.wallonie.be>

L'injection de biométhane² dans le réseau de gaz de ville

L'injection de biométhane dans le réseau de distribution du gaz nécessite une opération coûteuse d'épuration presque totale (minimum de 96 % de méthane). La variabilité des besoins en gaz, qui sont forts en hiver et faibles en été, constitue l'un des freins techniques au développement de cette voie.

Du point de vue réglementaire, l'injection de biogaz dans le réseau de gaz naturel est autorisée depuis le second semestre 2011. Les tarifs obligatoires de rachat n'ont été publiés qu'en

(2) Le biométhane est le méthane obtenu par purification du biogaz.

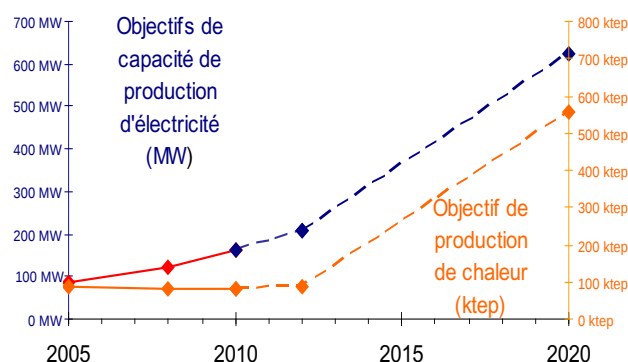


Des objectifs de valorisation du biogaz ambitieux pour 2020

L'objectif européen pour 2020 est d'atteindre 20 % d'EnR dans la consommation énergétique globale : il s'agit de la consommation de toutes les énergies renouvelables, bois, hydraulique, biocarburants, solaire, éolien.

En France, l'objectif est de 23 % d'EnR. Concernant le biogaz, la trajectoire définie dans le plan national d'action en faveur des énergies renouvelables, prévoit d'ici 2020, de multiplier par cinq la production d'électricité issue du biogaz et par sept la production de chaleur. Ces objectifs extrêmement ambitieux ne pourraient pas être atteints sans une politique active de soutien et de développement de la filière.

Trajectoire 2020 pour le biogaz



Source : Plan national d'action en faveur des EnR, direction générale de l'Énergie et du Climat

Une politique nationale en faveur du développement de la méthanisation

Le rachat de l'électricité produite par cogénération

L'arrêté du 19 mai 2011, réévalue le tarif de base d'achat de l'électricité de 5 % à 12 % par rapport au tarif précédent. Par ailleurs, les petites unités bénéficient d'un tarif plus attractif.

Tarifs de rachat de l'électricité

Tarifs de rachat de base selon puissance	
Pmax installée kW	Cts €/kWh
Pmax ≤ 150	13,37
Pmax = 300	12,67
Pmax = 500	12,18
Pmax = 1 000	11,68
Pmax ≥ 2 000	11,19

Arrêté du 19 mai 2011.

Une prime pour le traitement d'effluents d'élevage s'ajoute à ce tarif de base (de 0 à 2,6 cts€/kWh), variant selon la puissance de l'installation et la quantité d'effluents utilisés.

Une prime complémentaire est également instituée au titre de l'efficacité énergétique. Plus l'énergie produite est valorisée, plus la prime est élevée. Au total, le tarif de rachat du kWh dépend de la puissance de l'installation, de son efficacité énergétique et de la quantité d'effluents d'élevage utilisée. Il est compris entre 11,19 cts et 19,97 cts.

Rachat du biométhane produit par épuration du biogaz

L'injection de biométhane dans le réseau de gaz est autorisée depuis octobre 2011, mais ce n'est que le 24 novembre 2011, que le ministère de l'Écologie publie au *Journal officiel* un arrêté fixant les conditions de rachat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz. À l'instar de l'électricité, les tarifs sont dégressifs de façon à favoriser les petites installations.

Tarifs de rachat du gaz

Tarifs de rachat du gaz selon la capacité de production annuelle	
Capacité de production en volume de biométhane (m³/h)	cts€/kWh PCS ⁽³⁾
inférieure ou égale à 50	9,5
comprise entre 50 et 100	de 9,5 à 8,65
comprise entre 100 et 150	de 8,65 à 7,8
comprise entre 150 et 200	de 7,8 à 7,3
comprise entre 200 et 250	de 7,3 à 6,8
comprise entre 250 et 300	de 6,8 à 6,6
comprise entre 300 et 350	de 6,6 à 6,4
supérieure ou égale à 350	6,4

(3) On appelle pouvoir calorifique supérieur (PCS) la quantité totale d'énergie produite par la combustion d'une quantité donnée de combustible, par exemple 1 (n)m³ pour le gaz ou 1 hl de fioul. Il s'exprime en kWh par unité de combustible. Arrêté du 24 novembre 2011.

Localisation optimum d'une unité de méthanisation

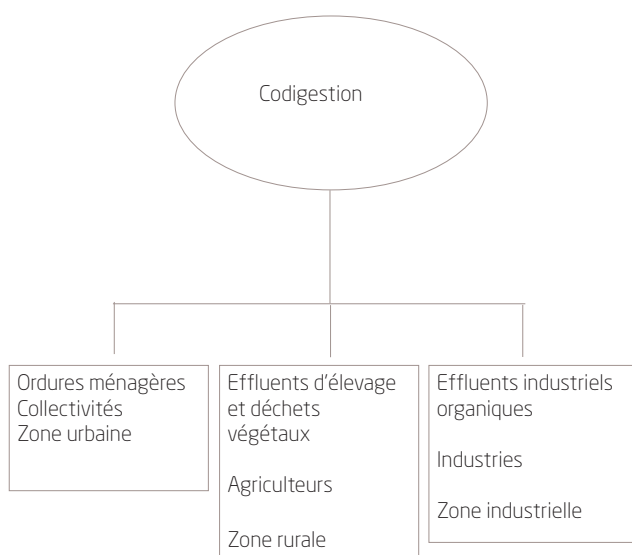
L'implantation d'une unité de méthanisation dépend des possibilités d'approvisionnement en substrats, des débouchés possibles pour l'énergie produite (raccordement au réseau électrique ou au réseau de gaz, usage local) et de l'état d'esprit de l'environnement proche (les communes ou les riverains) vis-à-vis du projet.

Ces trois conditions constituent le triptyque de la faisabilité d'un projet.

L'approvisionnement en substrats dépendant de la localisation du projet

L'optimisation du rendement méthanogène du substrat impose le mélange de matières d'origines géographiques variées : effluents d'élevage et déchets végétaux (zone rurale), déchets ménagers (zone urbaine), déchets industriels organiques (zone industrielle). Dès lors, se pose la question de la localisation optimale du méthaniseur. Une implantation sur un site industriel, limite le déplacement des effluents industriels et permet de valoriser l'énergie produite directement sur le site. L'implantation d'un méthaniseur dans une zone rurale, proche des gisements de substrats d'origine agricole, doit tenir compte des contraintes liées à l'approvisionnement en matière d'origine différente, de l'existence de gisements locaux avérés pour ces matières, ainsi que des possibilités de valorisation de proximité pour l'énergie ainsi produite.

L'approvisionnement en substrat dans le cadre de la codigestion



Source : conception FranceAgriMer

Des stratégies d'approvisionnement diverses

Certaines unités bénéficient d'une grande autonomie, car elles sont quasiment en auto-approvisionnement, mais parfois au détriment de la qualité du substrat. D'autres concluent des contrats d'exclusivité avec des fournisseurs pour éviter les ruptures dans l'approvisionnement et la concurrence d'autres débouchés, mais les coûts de collecte et de transport peuvent être élevés.

La mise en place d'une politique de partenariat entre les fournisseurs des divers déchets organiques transformés dans l'unité de méthanisation a été choisie pour le site de Valdis en Loire-Atlantique. Cette unité est le fruit d'une association entre un acteur de la collecte de déchets, une coopérative agricole, une société d'abattage-découpe et un opérateur spécialisé dans les énergies renouvelables. Les partenaires garantissent ainsi l'approvisionnement du site en substrat et, en aval de l'unité, la valorisation de l'énergie produite.

Le raccordement aux réseaux nationaux : une réalité différente selon les énergies

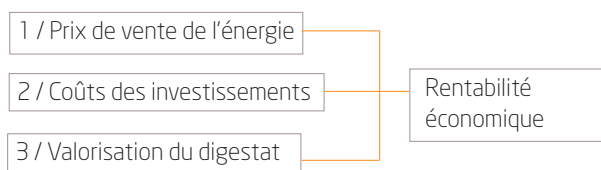
Le raccordement de la production d'électricité renouvelable au réseau national n'entraîne pas de difficulté majeure du fait de sa densité. Concernant le biométhane, la question de l'épuration du gaz avant son injection au réseau est désormais techniquement résolue et, depuis peu, légalement encadrée (quatre décrets sur les conditions d'injection et de vente publiés en novembre 2011). Cependant, il y a encore peu de retour sur les éventuelles difficultés de raccordement. Par ailleurs, la question de la densité du réseau pourrait se poser (en France, 9 200 communes équipées sur 36 000).



Approche économique : le poids de l'aide publique

La rentabilité économique d'une unité de méthanisation dépend du prix de vente de l'énergie produite et de sa stabilité dans le temps (1) ; d'un amortissement de l'investissement initial sur une période relativement courte (2), mais aussi de la possibilité de valorisation du sous-produit : le digestat (3).

Rentabilité économique d'une exploitation



L'impact des dispositifs publics sur le bilan économique d'une unité de méthanisation

Le temps de retour actualisé sur investissement d'une unité est calculé en fonction du temps nécessaire, pour que l'installation commence à rapporter de l'argent à l'exploitant, compte tenu de l'investissement initial et des frais de fonctionnement.

Cette simulation prend en compte deux facteurs : la recette tirée de la vente de l'énergie produite, d'une part, et le montant des investissements nécessaires ainsi que le montant des aides publiques accordées, d'autre part.

Caractéristiques de l'unité utilisée pour la simulation économique

Installation utilisant 70 % d'effluents d'élevage, production de, 65 000 m³ de méthane (650 000 kWh PCS), puissance électrique : 30 kW, puissance thermique : 60 kW, substrats : 1 500 tonnes/an de fumier bovins, volailles, fruits et légumes déclassés.

Calcul du tarif d'achat de l'électricité :

- Taux d'effluents d'élevage > 60 %
- Production d'électricité (valorisée) = 200 000 kWh
- Production de chaleur = 400 000 kWh (valorisée = 20 000 kWh)
- Efficacité énergétique = $(200 + 20) / (650 * 0,97) = 34,8 \%$
- PV électricité = $13,37 + 0 + 2,6 = 15,97$ cts€/kWh

Utilisation de l'eau chaude pour chauffer la maison.

Digestat à épandre.

Quatre hypothèses testées

1/ l'unité ne bénéficie d'aucune subvention et il n'a pas été trouvé de débouché pour la chaleur ;

2/ l'unité ne bénéficie d'aucune subvention, mais un débouché pour la chaleur a été trouvé ;

3/ l'unité bénéficie d'une subvention, qui couvre 50 % de l'investissement initial, et il n'a pas été trouvé de débouché pour la chaleur ;

4/ l'unité bénéficie d'une subvention, qui couvre 50 % de l'investissement initial, et un débouché pour la chaleur a été trouvé.

Temps de retour sur investissement

	Hyp. 1	Hyp. 2	Hyp. 3	Hyp. 4
Temps de retour sur investissement	29 ans	14 ans	12 ans	6 ans

Il faut 29 ans à une installation ne bénéficiant pas de subvention et ne valorisant pas la chaleur produite, pour rembourser son investissement initial. Si la chaleur est valorisée grâce à la prime d'efficacité énergétique, ce temps de retour diminue pour atteindre à 14 ans. Avec une aide à l'investissement, à hauteur de 50 % du montant initial, le temps de retour descend à 12 ans. Enfin, dans le cas où l'unité cumulerait 50 % de subvention d'investissement et la prime d'efficacité énergétique, ce temps de retour sur investissement n'est plus que de 6 ans.

Le temps de retour sur investissement, selon que l'exploitation bénéficie ou non de subventions et de la prime d'efficacité énergétique, peut passer de 29 à 6 ans, soit un rapport de quasiment 1 à 5. Il est communément admis qu'un investissement est rentable lorsque le temps de retour sur investissement est de l'ordre de 10 à 15 ans, ce qui n'est actuellement possible qu'avec des aides publiques.

La prise en compte du digestat

La valorisation du digestat est également un élément non négligeable du bilan économique d'une unité de méthanisation.

Sur le plan agronomique, il est avéré que le digestat, issu d'une installation de méthanisation, est plus riche en azote minéral, plus fluide et pénètre plus vite le sol que la matière brute. Il a un effet positif sur l'appétence lors du pâturage et il est moins agressif pour la végétation. Il présente également une diminution des mauvaises graminées.

Pourtant, il ne peut être utilisé que dans le cadre d'un plan d'épandage, contrairement aux digestats compostés qui peuvent être valorisés en tant qu'amendement organique normalisé. Faute d'homologation, les digestats de méthanisation ne peuvent pas être commercialisés, alors qu'ils pourraient contribuer de façon positive au bilan économique de l'unité de production. Une évolution de la réglementation à cet égard faciliterait le développement de cette filière.

Conclusion

Le biogaz, produit de la méthanisation, représente des volumes limités, mais les pouvoirs publics souhaitent voir cette production s'accroître, dans les prochaines années, pour qu'ils concourent à atteindre les objectifs fixés par l'Union européenne en matière d'énergies renouvelables. Cette source d'énergie n'a pas vocation à devenir prépondérante dans le bilan énergétique national, mais elle présente un véritable intérêt dans la mesure où elle se trouve au carrefour de plusieurs enjeux économiques et environnementaux : production d'énergie, traitement des déchets, aménagement du territoire. La rentabilité d'une installation dépend fortement des aides publiques et du dispositif législatif en vigueur. À cet égard, les arrêtés de 2011 donnent un signal fort aux investisseurs potentiels.



Sources bibliographiques utilisées

- *Étude de marche de la méthanisation et des valorisations du biogaz*, Ademe, GRDF, Mapraat – septembre 2010
- *Marchés, emplois et enjeu énergétique des activités liées à l'amélioration de l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables, situation 2008/2009 – perspectives 2010*, Ademe – 2010
- *Méthanisation des déchets organiques – étude bibliographique*, R. Moletta, INRA Narbonne, F. Cansell, CNRS Bordeaux – février 2003
- *Expertise de la rentabilité des projets de méthanisation rurale*, Ademe – février 2010
- *La méthanisation à la ferme – guide pratique*, Ademe, AILE, Trame, Solagro – 2011
- *Réussir un projet de méthanisation territoriale multi-partenaire*, Ademe, Coop de France, Cuma France, AILE, Maaprat – 2011.
- *Rapport ATEE Club Biogaz* – 2010
- *Bilan de l'énergie 2010*, SOeS – 2011
- *Bilan énergétique de la France pour 2010*, MEDDTL, Commissariat général au développement durable – 2011
- *Les perspectives du biogaz et du biométhane d'origine agricole en France*, Conseil général de l'alimentation de l'agriculture et des espaces ruraux – octobre 2010
- *Méthanisation des déchets organiques – étude bibliographique*, Étude record – 2003
- *Plan de performance énergétique des exploitations agricoles – Appels à projets de méthanisation en agriculture*, Conseil général de l'alimentation de l'agriculture et des espaces ruraux – octobre 2010
- *Plan d'action en faveur des énergies renouvelables, période 2009/2020*, Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de la Mer – 2010

La méthanisation : état des lieux et perspectives de développement / LES SYNTHÈSES de FranceAgriMer / édition 2012
FranceAgriMer / 12 rue Henri Rol-Tanguy / TSA 20002 / 93555 Montreuil-sous-Bois cedex
tél. : +33 1 73 30 30 00 / www.franceagrimer.fr/ www.agriculture.gouv.fr/ / Directeur de la publication : Fabien Bova
Rédaction : unité Analyses transversales / Raphaël Bertrand / Jean-Luc Gurtler
Conception et réalisation : FranceAgriMer, direction de la Communication et de l'information, studio PAO
Impression : atelier d'impression de l'Arboreal / Fin de rédaction : avril 2012
Sources principales : FranceAgriMer – établissement national des produits de l'agriculture et de la mer /
Crédits photos : DGT/FranceAgriMer ; Francois Clappe/Fotolia
© tous droits de reproduction réservés, sauf autorisation de FranceAgriMer / ISSN : 2259-0161

