



Etude Biogaz

Etat des lieux et potentiel du biométhane carburant



Etude réalisée

sous l'égide du Groupe de travail Energie-Environnement
de l'Association Française du Gaz Naturel pour Véhicules

par GDF Suez, l'IFP et l'ADEME



Février 2009

Etude Biogaz

Etat des lieux et potentiel du biométhane carburant

Etude réalisée sous l'égide du Groupe de travail *Energie-Environnement*
de l'Association Française du Gaz Naturel pour Véhicules
par GDF Suez, l'IFP et l'ADEME

avec la participation financière
de la Direction Générale de l'Energie et du Climat,
de l'ADEME, d'ATEE - Club Biogaz
et de l'AFGNV

Auteurs du rapport

Julien BERTHIAUD
Aude GRENINGER
Olga OLIVETI-SELMi

Frédérique BOUVART
Daphné LORNE
Anne PRIEUR

Guillaume BASTIDE
Gabriel PLASSAT
Olivier THEOBALD
Sandrine WENISCH

GDF SUEZ¹

IFP²

ADEME³

(1) GDF SUEZ Direction de la Recherche et de l'Innovation 361 avenue du Président Wilson BP 33 93211 SAINT-DENIS LA PLAINE Cedex

(2) IFP Département Economie 1&4 avenue de Bois-Préau 92852 RUEIL MALMAISON Cedex

(3) ADEME 20 avenue du Grésillé BP 90406 49004 ANGERS

Remerciements

L'AFGNV adresse ses remerciements à GDF SUEZ, à l'IFP, à la Direction Générale de l'Energie et du Climat, à l'ADEME et à l'ATEE-Club Biogaz qui ont contribué techniquement et financièrement à la réalisation de cette étude.

L'Association remercie vivement les membres du Groupe de Travail Energie Environnement :

- Son Président Philippe PINCHON Directeur Centre de Résultats Moteurs-Energie - IFP
- Les auteurs du rapport qui ont apporté toute leur expertise dans la conduite de cet important travail et qui ont rédigé le présent rapport :

Guillaume BASTIDE - ADEME
Julien BERTHIAUD - GDF SUEZ
Frédérique BOUVART - IFP
Aude GRENINGER - GDF SUEZ
Daphné LORNE - IFP
Olga OLIVETI-SELMY - GDF SUEZ
Gabriel PLASSAT - ADEME
Anne PRIEUR - IFP
Olivier THEOBALD - ADEME
Sandrine WENISCH - ADEME

- Et tous les autres membres du Groupe de travail qui ont permis de recueillir les nombreuses données nécessaires et d'enrichir cette étude :

Jean-Paul COURTOIS - Renault
Carole ETIENNE - GDF SUEZ
Laurent GAGNEPAIN - ADEME
Jean-Pierre HOLUIGUE - MEEDDAT / DGEC
Michel HOSTEINS - REGAZ/Réseaux Gaz de Bordeaux
Philippe JOUETTE - RATP
Gina JUVIGNY - MEEDDAT
Julien LACOSTE - PSA Peugeot-Citroën
Félix LEFEVRE - CRMT
Louis-Marie LE LEUCH - VEOLIA Environnement
Cécile QUERLEU - VEOLIA Environnement
Claude SERVAIS - ATEE Club Biogaz
Richard TILAGONE - IFP
Vincent TISSOT-FAVRE - AFGNV
Jean-Claude VERCHIN - ATEE Club Biogaz

Préambule

Les objectifs de cette étude sont :

- de réaliser un état des lieux des filières de production du biométhane,
- d'identifier et d'estimer le potentiel (en termes de ressources disponibles et des points de vue technico-économique et environnemental) du biométhane pour un usage carburant. Ce document a pour vocation d'être diffusé dans le domaine public, dans un objectif de vulgarisation à destination des acteurs susceptibles d'être intéressés par la filière gaz carburant.

Cette étude a été réalisée en 2008 par GDF SUEZ, l'IFP et l'ADEME, et a été financée par la Direction Générale de l'Energie et du Climat (Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement durable et de l'Aménagement du Territoire), par l'ADEME, par l'ATEE Club Biogaz et par l'Association Française du Gaz Naturel pour Véhicules (AFGNV)

Remarque : dans ce contexte, est désigné par le terme biométhane un biogaz épuré pour atteindre une qualité gaz naturel.

Complémentarité GNV / biométhane

Les caractéristiques du biométhane carburant permettent son incorporation dans le GNV sans limites de volume et sans nécessité de modifications au niveau du moteur, contrairement aux biocarburants liquides, qui nécessitent généralement une motorisation adaptée à partir d'un certain seuil d'incorporation.

Compte tenu de la complémentarité GNV / biométhane (apport d'une part renouvelable), le développement de la filière biométhane carburant pourrait profiter des infrastructures développées pour le GNV et le gaz naturel.

Sommaire

Synthèse	7
Synthesis	15
1 État des lieux des filières.....	23
1.1 Introduction.....	23
1.1.1 Quels types de biomasse sont utilisables ?	23
1.1.2 Quels sont les procédés de conversion énergétique de la biomasse ?.....	24
1.1.3 Quelles maturités pour ces procédés ?	27
1.1.4 Le biogaz et le gaz de synthèse ?	28
1.1.5 Contexte énergétique	28
1.2 Filières en développement en France : production de biogaz à partir de ressources fatales (biogaz issu de décharge, méthanisation de biodéchets, effluents industriels et agricoles)	30
1.2.1 Quels types de ressources pour quel biogaz ?.....	30
1.2.2 Le principe du processus de « méthanisation »	30
1.2.3 La méthanisation par digesteur, une voie complémentaire pour le traitement des déchets ?	30
1.2.4 Quels enjeux réglementaires et politiques (et quelle politique énergétique) ?.....	30
1.2.5 Les caractéristiques du biogaz	30
1.2.6 Quelles valorisations pour ces gaz (chaleur, électricité, biométhane carburant) ? Quels traitements impliquent-elles ?	31
1.2.7 L'épuration	33
1.2.8 Quelles productions en France et en Europe ?.....	33
1.3 Filières en débat : production de biogaz à partir de cultures énergétiques dédiées.....	36
1.4 Filières en perspective : gazéification de la biomasse	36
1.5 Synthèse	36
2 Potentiel des substituts au GNV issus de la biomasse	37
2.1 Potentiel de production de biométhane carburant issu de ressources fatales	37
2.1.1 Potentiel actuel de production de biogaz à partir de ressources fatales	38
2.1.2 Potentiel technico-économique de production de biométhane carburant	51
2.1.3 Conclusions.....	53
2.2 Évaluation technico-économique	54
2.2.1 La chaîne de production du biométhane carburant	54
2.2.2 Procédés d'épuration.....	56
2.2.3 Coût de production du biogaz.....	60
2.2.4 Nouvelles technologies et avancées attendues.....	67
2.3 Bilan environnemental.....	70
2.3.1 Introduction.....	70
2.3.2 Synthèse des résultats de l'étude	70
2.3.3 Intérêts et limites des ACV	81
2.3.4 Résultats.....	84
2.3.5 Conclusion	89
2.4 Biométhane issu de cultures énergétiques dédiées - Filières en débat.....	90
2.5 GNV de substitution issu de gazéification de la biomasse - Filières en perspective	91
3 Conclusions	93

Synthèse

État des lieux et potentiel du biométhane carburant

Étude ADEME, AFGNV, ATEE Club Biogaz, GDF Suez, IFP, MEEDDAT

Ce document présente les filières de production du biométhane carburant et les ressources à mobiliser pour ces productions. Le potentiel de chaque type de ressource et les coûts de production associés sont détaillés. Enfin, l'impact de ce biocarburant gazeux sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre est évalué..

Le biogaz est un mélange composé essentiellement de méthane (CH₄) et de gaz carbonique (CO₂) produit par fermentation anaérobie (en absence d'air) de matières organiques. La fermentation anaérobie est un processus naturel à l'origine des phénomènes comme les feux follets.

Les matières organiques (ou biomasse) nécessaires pour produire des biocarburants gazeux peuvent être de deux types :

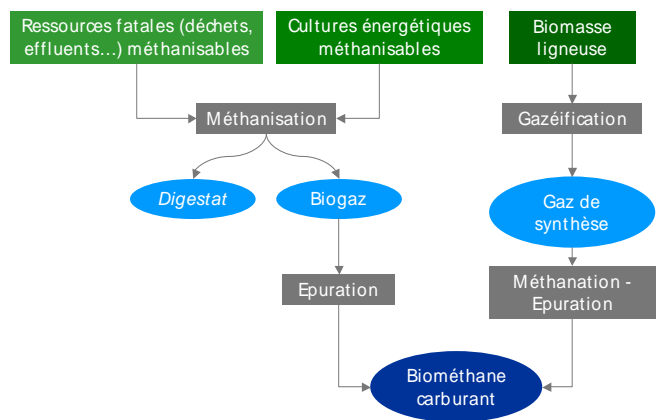
- les ressources dites fatales, déchets solides ou effluents, qu'ils soient forestiers, agricoles, domestiques ou industriels...
- les cultures énergétiques.

1. Comment produire le biométhane carburant ?

Le biométhane est du biogaz qui a été épuré pour être similaire à du gaz naturel (pouvoir calorifique, composition). Il peut être valorisé comme biocarburant gazeux ; on parle alors de **biométhane carburant**. Il s'utilise exactement comme le gaz naturel, nécessitant pour alimenter un véhicule d'être comprimé à 200 bar par une station de compression.

Plusieurs voies de production pour le biométhane

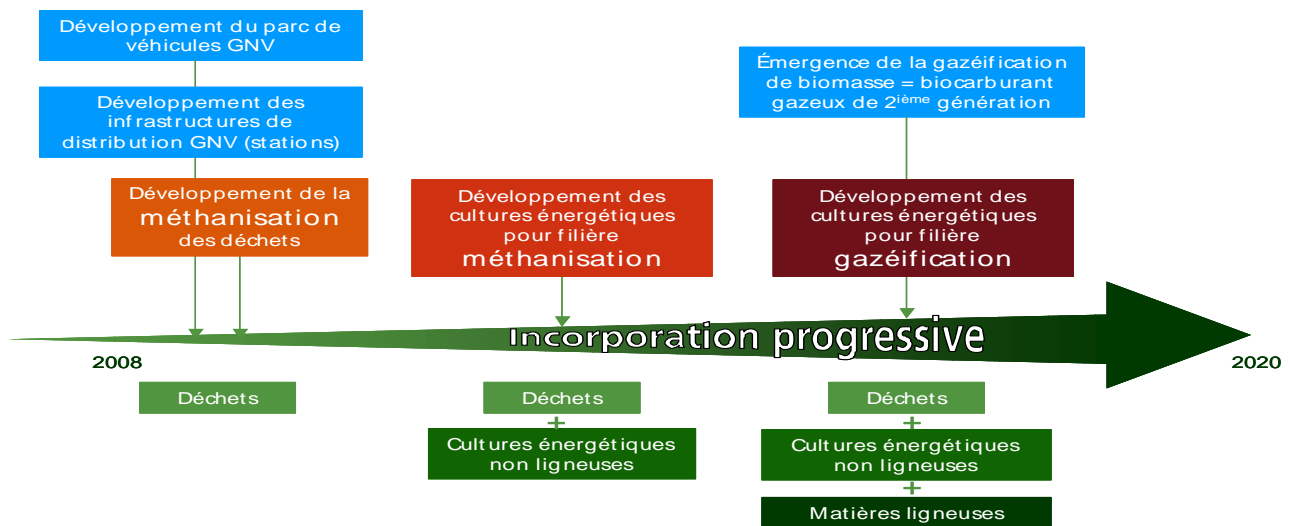
- **A court terme**, il s'agit d'utiliser des **déchets ou effluents d'origine organique**. Cette filière est déjà bien développée dans de nombreux pays d'Europe. En France, la filière est en plein développement ces dernières années.
- **A moyen terme**, la production de biométhane pourra être éventuellement réalisée à partir de **cultures** énergétiques (Sorgho Biomasse par exemple).
- **A plus long terme**, la **gazéification** de la biomasse issue de ressources lignocellulosiques est également envisageable.



Le biométhane ayant une qualité similaire à celle du gaz naturel, l'incorporation de biométhane dans le GNV¹, quelle qu'en soit la proportion, peut être réalisée sans modification des véhicules fonctionnant au gaz naturel, ni des infrastructures de distribution associées. **Ces deux carburants sont tout à fait complémentaires, dans la mesure où le biométhane apporte une part renouvelable au GNV, mais il ne pourra se développer que si la filière GNV est elle-même bien implantée.**

Les investissements dédiés au GNV (technologie moteur, accroissement du nombre de stations) participent donc au développement progressif du biométhane carburant.

¹ GNV : Gaz Naturel pour Véhicules



Le biométhane issu de ressources fatales : un carburant renouvelable attractif, en plein développement

A l'échelle industrielle, deux types de production du biogaz peuvent être cités :

- l'installation de stockage de déchets non dangereux : le biogaz est issu de la dégradation spontanée de la fraction fermentescible des déchets ménagers et assimilés enfouis. La production de biogaz peut durer, en mode de gestion classique, environ 20 à 30 ans.
- la méthanisation en digesteur : le processus de base de « méthanisation » a été mis en œuvre industriellement via la technologie de méthanisation ou de digestion anaérobie. Après avoir été débarrassée des composés indésirables, la matière organique est introduite dans un réacteur, appelé digesteur, maintenu à des températures de l'ordre de 35°C ou 50-55°C selon le procédé ; le temps de séjour peut avoisiner une vingtaine de jours. En plus du biogaz, il est également produit un digestat qui peut être traité et composté pour aboutir à un produit organique valorisable.

Par son caractère renouvelable, le biogaz contribue à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il peut être transformé en chaleur, en électricité et/ou, à condition qu'il soit correctement épuré, en un biocarburant gazeux.

Le biométhane carburant est fortement développé en Suède et en Suisse. En France, c'est une filière encore en émergence. A titre d'exemple, le projet de Lille Métropole traite 108 000 t de biodéchets avec pour objectif de produire suffisamment de biométhane pour alimenter une centaine de bus. Cette expérience avait déjà fait ses preuves, pendant 10 ans, par l'opération de démonstration de la station d'épuration

de Lille-Marquette où le biogaz issu de la digestion anaérobie des boues urbaines a permis, après épuration, d'alimenter 4 bus.

Le biométhane issu de cultures énergétiques : une filière en débat

Au-delà du potentiel biométhane associé au gisement que représentent les déchets, un potentiel important pourrait être atteint à moyen terme grâce à l'utilisation de surfaces agricoles pour la production de cultures dédiées méthanisables, sous réserve que celles-ci ne soient pas en concurrence avec les filières alimentaires, ou d'autres filières énergétiques ou matériaux.

Il y a lieu de souligner que la méthanisation présente un atout spécifique, le digestat, sous-produit organique valorisable en amendement, qui peut être utilisé sur les terres agricoles mobilisées pour les cultures énergétiques, en substitution aux engrais chimiques.

La méthanisation de cultures énergétiques s'est fortement développée en Allemagne, grâce à une fiscalité avantageuse ; toutefois, la plante majoritairement utilisée est le maïs dont le pouvoir méthanogène est intéressant, mais dont la culture pour un usage énergétique fait face à différents questionnements : besoins en irrigation, hausse des prix, etc. Il est donc essentiel d'identifier des plantes qui permettront de produire du biométhane carburant de façon encore plus durable (luzerne, sorgho...).

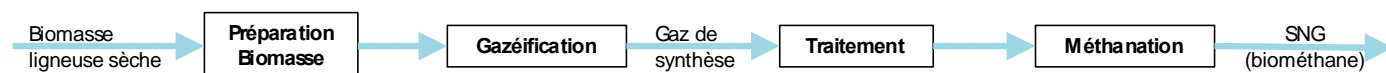
A plus long terme, la production par gazéification

Le biocarburant gazeux peut aussi être produit à partir de biomasse ligno-cellulosique par une première étape de gazéification, suivie d'une étape de méthanation.

Ce processus permet de produire du Substitute Natural Gas (SNG). Aujourd'hui, la gazéification et la méthanation sont technologiquement connues, mais elles doivent être adaptées à la biomasse ; la technologie de production de SNG est encore au stade de démonstration. Cette filière, complémentaire de la production de biocarburants liquides de seconde génération, se positionne sur une biomasse différente de celle utilisée pour la digestion anaérobie (plus ligneuse et moins humide). A long terme, elle permettrait donc d'atteindre un potentiel de

biocarburant gazeux encore plus important que celui constitué uniquement par les déchets.

Elle devrait se positionner favorablement au sein des biocarburants de seconde génération grâce à des rendements énergétiques élevés, supérieurs à 60%. Les tailles d'installation de production de biométhane carburant par cette filière pourront être adaptées à un approvisionnement local en biomasse et à une valorisation locale aisée de la chaleur co-produite.

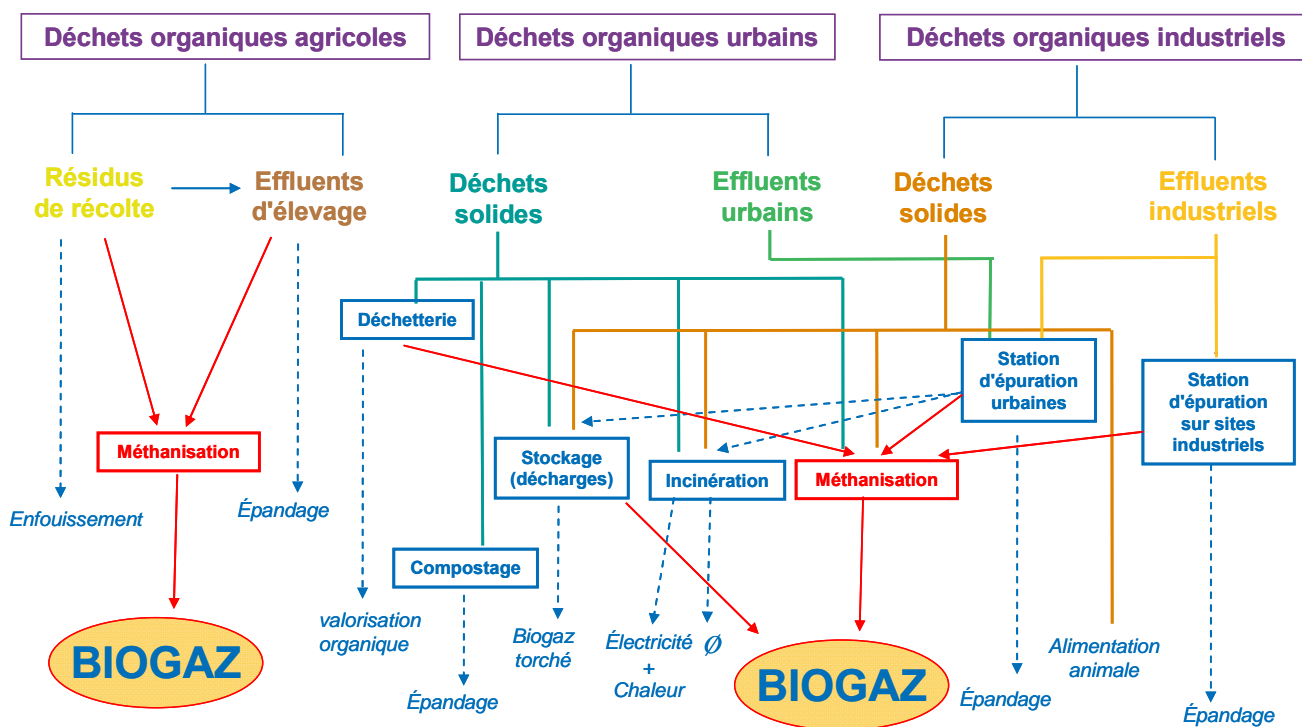


2. Le potentiel de production de biométhane carburant

Les ressources fatales fermentescibles en mesure d'alimenter la production de biométhane peuvent être issues de trois principaux secteurs : l'agriculture (résidus de récolte, effluents d'élevage), les collectivités (une part des ordures ménagères et déchets verts, boues de STEP etc.), l'industrie

(déchets de procédés de transformation, eaux de lavage etc.).

Une partie de ces déchets peut être recyclée (papiers, cartons notamment), une autre peut être utilisée comme apport de matière organique aux sols agricoles (enfouissement des pailles, épandage) et également permettre la production d'énergie (combustion de gaz de décharge, incinération, méthanisation).



En fonction des valorisations existantes de chacun des déchets, peuvent être définis :

- un "potentiel total" de biogaz produit à partir de la totalité du gisement de déchets fermentescibles produits, sans tenir compte des filières de valorisation actuelles,
- un "potentiel hors valorisation" de biogaz (ou potentiel minimum) produit à partir des déchets déjà valorisés en biométhane ainsi que des déchets non valorisés à l'heure actuelle (surplus

de pailles, gaz de décharge torché, déchets incinérés sans production d'énergie etc.),

- un "potentiel hors valorisation matière" de biogaz (ou potentiel intermédiaire) excluant les déchets aujourd'hui recyclés pour une valorisation matière (industrie, amendement). Ce dernier potentiel fait l'hypothèse d'une volonté première de réduire la production de déchets, puis de valoriser énergétiquement les déchets non recyclés.

Différents potentiels de production annuelle de biogaz brut à l'échelle de la France

		Potentiel total	Potentiel hors valorisation matière	Potentiel hors valorisation
		Mtep biogaz	Mtep biogaz	Mtep biogaz
Déchets urbains	Solides	2,1	1,6	1,2
	Effluents	0,2	0,2	0,2
	Total urbain	2,3	1,8	1,4
Déchets industriels	Solides	2,9	0,3	0,3
	Effluents	0,4	0,3	0,3
	Total industriel	3,2	0,6	0,6
Déchets agricoles		10,7	≤ 10,7	5,0
TOTAL		16,2	≤13,1	7,0

Source : IFP d'après ADEME, Solagro, AND, SITA

Tenant compte uniquement de la disponibilité des ressources fatales, **la production potentielle de biogaz s'échelonne de 7 à 16 Mtep** (millions de tonnes équivalent pétrole). Le secteur agricole semble être de loin la première source de déchets organiques, suivi par le secteur industriel du point de vue de la production de déchets, mais par les collectivités du point de vue des déchets valorisables en énergie (une part importante des déchets organiques industriels étant aujourd'hui déjà valorisée en alimentation animale, en compost ou recyclés).

Le potentiel intermédiaire hors valorisation matière s'élève à près de 2,44 Mtep pour les secteurs urbains et industriels, auxquelles peut s'ajouter un potentiel intermédiaire agricole correspondant à la quantité de biogaz produit par les déchets réellement substituables par l'épandage des digestats issus de la méthanisation. Dans l'hypothèse où l'épandage des digestats permettrait de s'affranchir intégralement de l'épandage des effluents et de l'enfouissement des pailles, ce potentiel intermédiaire agricole serait proche du potentiel total. Le potentiel intermédiaire tous secteurs confondus avoisinerait alors les 13 Mtep.

Ce potentiel doit être nuancé du fait de contraintes techniques et économiques susceptibles de restreindre le développement de la production de

biométhane : l'intégralité de ces ressources n'est pas forcément économiquement mobilisable, de même que l'investissement nécessaire pour atteindre une qualité carburant du biogaz ne se justifie pas dans tous les cas.

Il y a lieu de noter que la répartition du gisement varie selon les secteurs. Le secteur agricole dispose d'une ressource très dispersée en milieu rural, tandis que les secteurs industriel et urbain (OM) peuvent disposer d'importants volumes concentrés de déchets et de réseaux de transports facilités. Cette particularité pourrait potentiellement rendre les secteurs industriel et urbain prédominants en termes de ressources mobilisables techniquement et économiquement.

Pour évaluer un potentiel de production de biogaz à l'horizon 2015-2020, une première estimation, basée uniquement sur la prise en compte des parcs de méthaniseurs existants, des projets et des perspectives probables de développement par secteur de la méthanisation aboutit à une capacité totale de 1,4 Mtep de biogaz (cf. hypothèses du Tableau ci-dessous).

A ce potentiel vient s'ajouter une production en décharge, calculée à partir d'hypothèses sur le taux moyen de récupération de biogaz de l'ensemble des

décharges et sur le taux de valorisation énergétique du biogaz récupéré. Cette production s'élevant à 0,87 Mtep (Source : Solagro, 2008) de biogaz à l'horizon 2020, **la capacité totale de production de biogaz représente donc 2,3 Mtep.**

Dans un second temps, la prise en compte d'une taille seuil minimum d'installation de méthanisation permettant de rentabiliser l'épuration du biogaz pour un usage carburant réduit le potentiel de près de 15%,

soit un **potentiel technico-économique final de 1,9 Mtep de biométhane carburant** (ou bioGNV).

Cette taille seuil dépend du substrat utilisé et la rentabilité d'une unité d'épuration ne peut s'évaluer qu'au cas par cas i.e. projet par projet. Néanmoins, pour ce calcul réalisé à l'échelle macro économique, les hypothèses considérées sont précisées dans le Tableau ci-dessous.

Secteurs	Capacité totale 2015-2020 (Mtep)	Commentaires	Capacité de production de biogaz carburant (Mtep)	Commentaires
Agricole	0,46	Objectif du Grenelle de l'environnement pour 2013	0,34	75% du biogaz agricole (344 ktep) pourraient être produits en installations collectives de capacités suffisantes pour permettre la rentabilité économique de la production de BioGNV.
Urbains	1,09	Dans un système optimisé 90% du méthane collecté en décharge en 2020 pourrait être converti en énergie. 23 projets de méthaniseurs d'OM sont annoncés (soit 63 ktep) tandis que l'équipement des STEP urbaines pourrait doubler selon l'ADEME (soit 150 ktep)	0,86	90% des décharges auraient une capacité suffisantes pour permettre la rentabilité économique de la production de BioGNV (> 50 000 EH). Des limites cependant sur la teneur en CH ₄ des gaz de décharges qui peut significativement varier. L'ensemble des méthaniseurs d'OM (63 ktep) et 6% des méthaniseurs de STEP (12,7 ktep minimum) aurait une capacité suffisante pour permettre la rentabilité économique de la production de BioGNV.
dont gaz de décharge	0,87		0,78	
dont méthaniseurs	0,22		0,08	
Industriel	0,73	Parc et projets : 0,73 Mtep	0,73	100% de la capacité industrielle totale
TOTAL	2,28		1,93	

Source : IFP d'après ADEME, Solagro², AND³

Par ailleurs, il convient de préciser deux points :

- les chiffres mentionnés correspondent à une production "brute" de biogaz et non "utile", ne tenant donc pas compte de l'autoconsommation des procédés, de l'ordre de 10% de la production "brute" d'énergie.
- les potentiels technico-économiques tiennent compte d'un critère de rentabilité de la production de bioGNV, sans toutefois la comparer aux performances technico-économiques des autres filières de valorisation possibles du biogaz brut (électricité et / ou chaleur).

Des écarts importants existent entre les potentiels de production de biogaz calculés à partir du gisement de ressources fatales disponibles (7 à 16 Mtep) et les potentiels technico-économiques évalués à partir des parcs existants, des projets connus et des politiques actuelles de développement (2,3 Mtep soit 14 à 33% des ressources fatales disponibles). Ceci est naturellement lié à la différence des approches adoptées pour les calculs mais également à l'échéance de temps de court-moyen terme (2015-2020) considérée pour les potentiels technico-économiques,

associée au faible niveau actuel de développement des filières de production de biogaz en France. Les potentiels de production centrés sur la ressource sont des potentiels de plus long terme ; correspondant à un développement massif de ces filières.

A titre comparatif, les biocarburants liquides de 1^{ère} génération sont actuellement incorporés à hauteur de 1,16 Mtep de biodiesel dans le gazole, de 0,03 Mtep d'éthanol et 0,66 Mtep d'ETBE dans l'essence. Cela correspond à un taux d'incorporation global de 3,59 % PCI⁴ dans les carburants routiers consommés en France en 2007. Le potentiel de production de bioGNV issu de ressources fatales à horizon 2020 avoisine donc la consommation actuelle annuelle de biocarburants liquides sur une base énergétique.

Le biométhane issu de ressources végétales dédiées comme le bois ou les cultures énergétiques a, comme l'ensemble des biocarburants de 2^{ème} génération utilisant les ressources lignocellulosiques, un potentiel de production nettement supérieur. Les seuls surplus de bois actuellement non valorisés mais techniquement mobilisables (en excluant donc les zones de montagne et les besoins en minéraux du sol) sont en mesure de produire près de 1.3 Mtep de gazole de synthèse ou d'éthanol ou 1.8 Mtep de biométhane de synthèse. Si l'on considère l'intégralité

² C.Couturier, janvier 2008, "Waste Landfilling in Europe: Energy Recovery and Greenhouse Gas Mitigation"

³ AND International, 2004, "La marché de la méthanisation en France"

⁴ PCI : Pouvoir Calorifique Inférieur

du gisement de bois capitalisé mais non récolté en France, ces potentiels s'élèvent respectivement à 3 Mtep et 4,4 Mtep. Il convient de noter que ces valeurs supérieures correspondent à des potentiels de plus long terme car elles supposent de mobiliser un gisement de biomasse pour lequel les conditions d'accès sont plus difficiles (zones de pentes notamment).

D'autres cultures énergétiques implantées sur terres agricoles marginales permettraient également de produire d'importantes quantités de carburants mais il reste difficile d'évaluer à l'heure actuelle le niveau de développement de ces cultures à moyen terme et la part attribuée aux différents types de biocarburants.

3. Du biogaz au biométhane carburant

La chaîne de production du biométhane carburant se divise en quatre grandes étapes :

- la **production** du biogaz brut,
- l'**épuration** de ce biogaz pour en faire du biométhane,
- le **comptage**, l'**odorisation**, et la **vérification** de la qualité du biométhane,
- le **stockage** du biométhane carburant, sa distribution et sa compression à 200 bar.

Différents procédés d'épuration

L'épuration du biogaz sert à la fois à éliminer les composés indésirables et à augmenter le pouvoir calorifique du biogaz (notamment par l'élimination du CO₂, énergiquement inerte). Elle comporte généralement au moins trois étapes :

- la **décarbonatation** : le dioxyde de carbone représente le deuxième constituant principal du biogaz, après le méthane. Son élimination permet de réduire les risques de corrosion et d'augmenter le pouvoir calorifique du biogaz. Ce traitement peut être réalisé par adsorption, par lavage (eau ou autre solvant) ou par procédés membranaires ;
- la **désulfuration** : l'H₂S est toxique et, en présence d'eau, très corrosif même à faible teneur. Il peut être séparé notamment par lavage et/ou par adsorption sur charbon actif imprégné ;
- la **déshydratation** : l'eau est le principal facteur de risques de corrosion. Pour atteindre des teneurs en eau aussi faibles que dans le GNV, il est possible d'utiliser les procédés suivants : une adsorption sur alumine activée, gel de silice ou tamis moléculaire, ou bien par lavage avec un solvant hydrophile (cette dernière option étant plutôt réservée à des débits de gaz très importants).

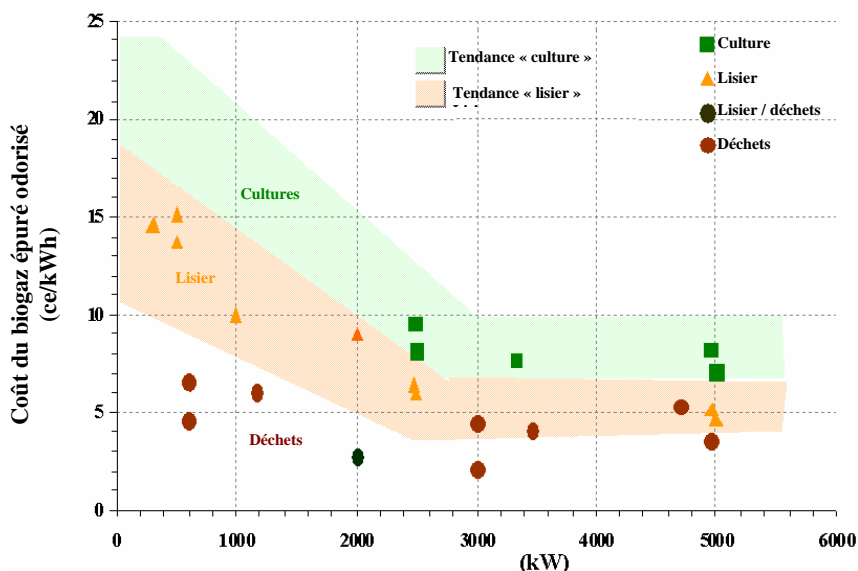
Si besoin, à ces traitements s'ajoute l'élimination d'éléments traces problématiques, notamment les métaux lourds (généralement par adsorption).

Coûts de production

Le coût de production du biogaz épuré, odorisé, contrôlé et compté, produit à partir de cultures énergétiques et de lisier se situe respectivement entre 8 et 21 c€/kWh, et entre 5 et 15 c€/kWh, et décroît lorsque la puissance augmente. Dans le cas d'une production à partir de déchets, le coût du biogaz épuré est inférieur à 7 c€/kWh, et son évolution en fonction de la puissance est difficile à estimer.

En France, le prix à la pompe du GNV est de l'ordre de 0,89 €/L équivalent diesel, c'est-à-dire environ 8 c€/kWh. **Il est difficile de définir une taille critique** pour les installations de production de biogaz. En effet, le prix à la pompe comprend les taxes éventuelles sur ce carburant, qui diffèrent selon les pays. Il inclut également les frais relatifs aux infrastructures pour acheminer le carburant du site de production jusqu'au réservoir du client.

Cependant, un projet de production de biométhane carburant à partir de déchets devrait être *a priori* plus rentable qu'un projet utilisant des cultures énergétiques. Sans redevance pour le lisier, les projets de production de biométhane s'appuyant sur cette ressource devraient également intégrer d'autres déchets organiques pour rendre ces projets plus rentables. Seule une étude au cas par cas permettrait de trancher sur la rentabilité d'un projet de production de biométhane carburant.



Le coût de production du biogaz épuré, odorisé, contrôlé et compté varie en fonction des substrats utilisés et de la puissance de l'installation de production.

Les plages tracées ne sont qu'une représentation visuelle d'évolution des coûts du biogaz épuré selon le substrat considéré. Elles ne représentent pas de frontières réelles.

Nouvelles technologies et avancées attendues

La recherche actuelle vise à rendre la filière biométhane carburant plus performante :

- en modifiant les procédés existants afin d'améliorer leurs performances environnementales (par exemple en diminuant les pertes de méthane de l'installation ou en contenant les éventuelles mauvaises odeurs pouvant se dégager pendant le processus de production),
- en développant de nouveaux procédés d'épuration et des procédés adaptés aux petites installations.

Les caractéristiques du biométhane carburant permettent son incorporation dans le GNV sans limite et sans nécessité de modifications des moteurs. Pour cela, une filière GNV mûre et présente sur le territoire favorisera fortement le développement de la filière biométhane carburant, cette dernière pouvant profiter des infrastructures développées pour le gaz naturel.

4. Une contribution à la limitation des émissions de gaz à effet de serre dans le secteur des transports

Le biogaz, issu de déchets ou de cultures énergétiques (cultivées de façon durable), est une énergie renouvelable : son utilisation permet donc de réduire les consommations d'énergie non renouvelable et de diminuer la dépendance aux énergies fossiles.

Cas du biométhane produit à partir de ressources fatales

Les études publiées sur le bilan environnemental de l'utilisation du biométhane ex-déchets comme carburant en substitution aux carburants fossiles mettent en avant les réductions d'émissions de gaz à effet de serre associées :

- lors de l'utilisation, puisque les émissions de CO₂ issues des déchets d'origine biomasse sont considérées comme neutres vis-à-vis de l'effet de serre, comme pour tout type de biomasse,
- lors de sa production, la méthanisation de déchets organiques permet d'éviter les fuites de CH₄ qui auraient pu avoir lieu au cours du stockage de déchets ou du stockage d'effluents d'élevage....

Le niveau de réduction de ces émissions de GES dépend naturellement des filières considérées, selon le type de ressource convertie et les modalités de conversion (type de déchet, mode de traitement du digestat, type d'installation...). Les gains sont de l'ordre de 80% pour une utilisation du biométhane carburant issu de méthanisation de déchets organiques municipaux en substitution à l'essence conventionnelle.

Le digestat produit lors de la méthanisation de déchets organiques ou de cultures énergétiques peut être valorisé comme amendement ou fertilisant organique sur les sols en culture. Son utilisation présente certains avantages environnementaux, comme la limitation de l'apport d'engrais chimiques, grâce notamment à la forte minéralisation de l'azote du produit, et la conservation de la valeur amendante et fertilisante du déchet traité. Cependant, dans

certains contextes locaux, l'utilisation des digestats peut ne pas être pertinente d'un point de vue environnemental : risques de volatilisation de l'azote lors de l'épandage, faible contenu en carbone, etc.

Cas du biométhane produit à partir de cultures énergétiques

La mobilisation de cultures énergétiques pour la production de biométhane carburant constitue une voie également intéressante : dans la mesure où il est possible de méthaniser la plante entière, la quantité d'énergie finale produite par hectare est élevée. Là encore, les performances de ces filières dépendent du choix des espèces cultivées et des itinéraires culturaux (mode de culture, type de récolte, intrants agricoles). La bibliographie rapporte toutefois des gains en termes d'émissions de GES relativement aux filières fossiles de l'ordre de 60%⁵.

En France, le secteur des transports est responsable de 26% des émissions de gaz à effet de serre et de 34% des émissions de CO₂. Dans ce secteur, plus de 93% des émissions de CO₂ sont dues au transport routier. L'introduction de biométhane carburant pourrait donc permettre des réductions significatives.

⁵ Börjesson et Berglund, 2007, Environmental systems analysis of biogas systems - Part 2 : The environmental impact of replacing various reference systems, Biomass and Bioenergy 31, 326-344.

Synthesis

State of the art and potential of biomethane vehicle fuel

Joint study by ADEME, AFGNV, ATEE Club Biogaz, GDF Suez, IFP, MEEDDAT

This document presents approaches to producing biomethane vehicle fuel and the resources involved. The potential of each type of resource and the production costs are described in this report. Lastly, the contribution of this gaseous biofuel to reducing greenhouse gas emissions is evaluated.

Biogas is a mixture consisting basically of methane (CH₄) and carbon dioxide (CO₂) produced by the anaerobic fermentation (in the absence of air) of organic matter. Anaerobic fermentation is a natural process that causes such phenomena as will-o'-the-wisps.

Two kinds of organic matter (or biomass) can be used to produce gaseous biofuels:

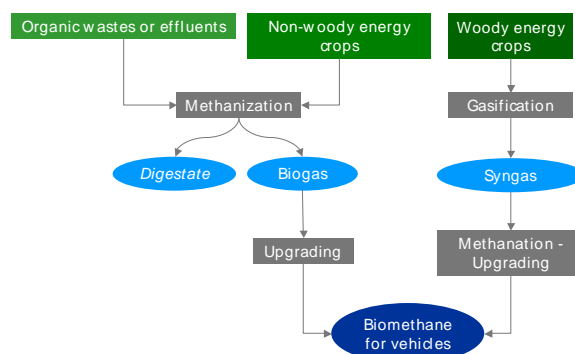
- solid wastes or effluents, from forests, from the residential sector or the industry; characterized by the fact that they are undesirable matters associated with desired productions by industrial, residential or agricultural process.
- energy crops.

1. How is biomethane vehicle fuel produced?

Biomethane is biogas that has been purified to resemble natural gas (heating value, composition). It can be used as a gaseous biofuel, in which case it is called **biomethane vehicle fuel**. It is used exactly like natural gas, and to supply a vehicle must be compressed to 200 bar by a compression station.

Several ways of producing biomethane:

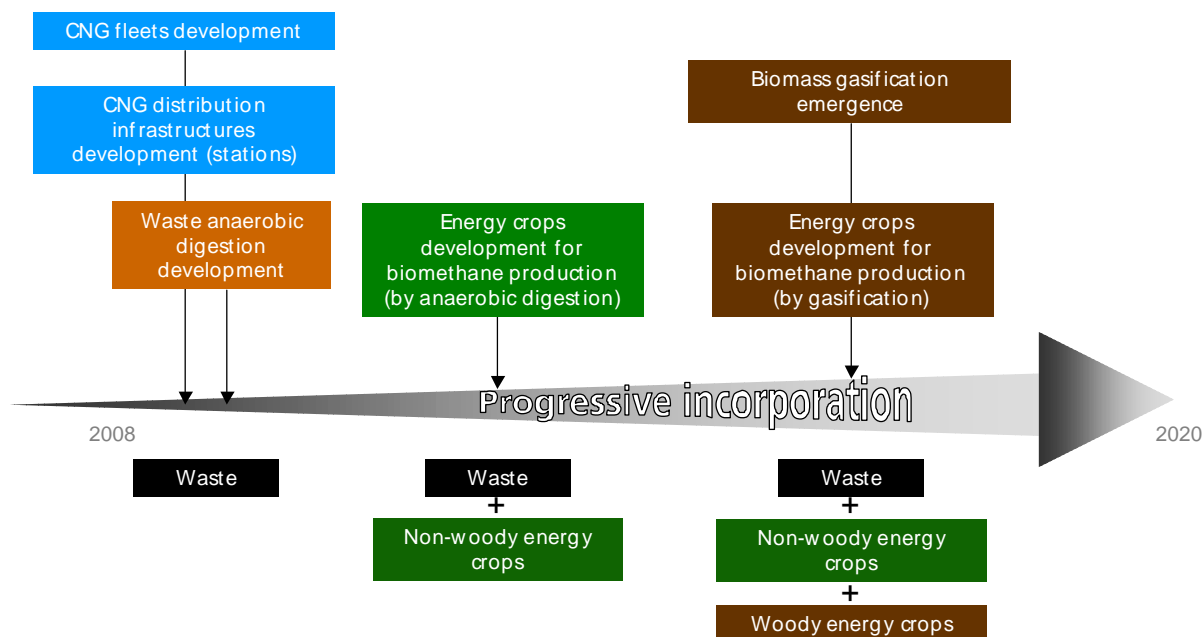
- **In the short term**, use is made of **wastes or effluents of organic origin**. This approach is already well developed in many European countries. In France, the approach has undergone rapid development in the last few years.
- **In the medium term**, it may be possible to produce biomethane from **energy crops**.
- **In the longer term**, the **gasification** of biomass derived from lignocellulosic resources is also foreseeable.



Since the quality of biomethane is similar to that of natural gas, the incorporation of biomethane in NGV⁶, in any proportions, is possible with no modification either of the vehicles running on natural gas or of the associated distribution infrastructure. **These two fuels are perfectly complementary, insofar as biomethane constitutes a renewable input to NGV, but it will be able to grow only if the NGV approach itself is well established.**

Investments in NGV (engine technology, larger number of stations) therefore contribute to the gradual development of biomethane vehicle fuel.

⁶ NGV: Natural Gas for Vehicles



Biomethane from organic wastes: a fast-growing, attractive renewable fuel

On the industrial scale, two types of biogas production can be mentioned:

- storage installations for non-hazardous wastes: biogas is produced by the spontaneous breakdown of the fermentable fraction of buried household and similar wastes. In the conventional management mode, the production of biogas can last approximately 20 - 30 years.
- anaerobic digestion in a digester: this basic process has been implemented on an industrial scale using digestion technology. After undesirable compounds have been removed, the organic matter is put into a reactor, or "digester", kept at temperatures of the order of 35°C or 50-55°C depending on the process; the residence time can be close to twenty days. In addition to biogas, this also produces a digestate that can be treated and composted to yield a useful organic product.

Because it is renewable, biogas contributes to reducing greenhouse gas emissions. It can be converted into heat, electricity, and/or, if correctly purified, a gaseous biofuel.

Biomethane vehicle fuel is highly developed in Sweden and Switzerland. In France, it is still an emerging approach. As an example, the Lille Métropole project treats 108,000 metric tons of biowastes with a view to producing enough

biomethane to supply about a hundred buses. The process had already been tried and tested, over a 10-year period, by the demonstration operation of the Lille-Marquette purification station, where biogas derived from the anaerobic digestion of urban sludges served, after purification, to fuel 4 buses.

Biomethane derived from energy crops: a debated approach

In addition to the biomethane potential associated with fermentable wastes, a large potential could be developed in the medium term by using farmland to grow dedicated crops that could be converted to methane, provided that this does not compete with the production of food, or with the production of other types of energy or materials from the same resource.

It must be emphasized that anaerobic digestion has a specific strength, the digestate, an organic by-product that can be used to fertilize farmland dedicated to energy crops, replacing chemical fertilizers.

The anaerobic digestion of energy crops is highly developed in Germany, thanks to tax breaks; however, the crop most used is corn, which, alongside its strong methane potential, has some drawbacks: irrigation needs, rising prices, etc. It is therefore essential to identify plants that will make it possible to produce biomethane vehicle fuel more sustainably (alfalfa, sorghum, etc.).

In the longer term, production by gasification

Gaseous biofuel can also be produced from ligno-cellulosic biomass by a first gasification step, followed by a methanation step.

This process produces Substitute Natural Gas (SNG). Today, gasification and methanation are technologically understood, but must be adapted to biomass; the SNG production technology is still in the demonstration stage. This approach, complementary to the production of second-generation liquid biofuels, uses a different biomass



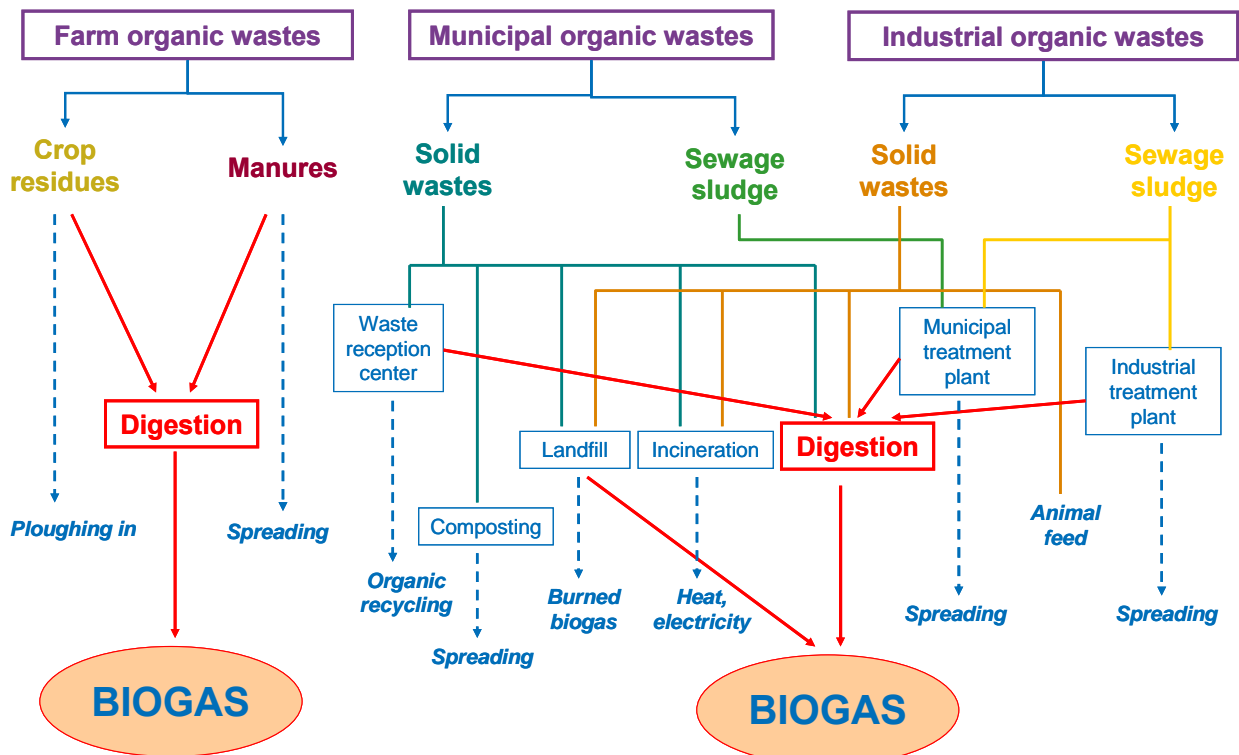
from that used for anaerobic digestion (more ligneous and less damp). In the long term, it would therefore make it possible to attain a gaseous biofuel potential even larger than that made up of organic wastes alone.

It can be expected to occupy a favorable position among second-generation biofuels thanks to high-energy yields, higher than 60%. The sizes of facilities producing biomethane vehicle fuel using this approach could be adapted to local supply of biomass and easy local use of the co-produced heat.

2. Biomethane vehicle fuel production potential

The fermentable wastes needed to supply the production of biomethane can come from three main sectors: agriculture (harvest residues, breeding effluents), municipalities (a share of household and green wastes, sewage treatment sludges, etc.), and industry (transformation process wastes, scrubbing waters, etc.).

Some of these wastes can be recycled (paper and cardboard in particular), while others can be used as an input of organic matter to farmland (burial of straw, spreading), and also be used for energy production (combustion of landfill gases, incineration, anaerobic digestion).



Based on the existing recovery processes for each of the wastes, it is possible to define:

- a "total potential" of biogas production from all fermentable wastes produced, without taking into account current recovery approaches,
- a biogas "potential without recovery" (or minimum potential), produced from wastes already recovered as biomethane plus wastes not currently recovered (surplus straw, flared landfill gas, wastes incinerated without energy production, etc.),
- a biogas "potential without recovery of material" (or intermediate potential), excluding wastes currently recycled for the recovery of materials (industrial uses, fertilizer). This last potential assumes a determination first to reduce waste production, then to recover energy from the wastes not otherwise recycled.

Various annual raw biogas production potentials in France

		Total potential	Potential without recovery of materials	Potential without recovery
		Mtoe biogas	Mtoe biogas	Mtoe biogas
Urban wastes	Solids	2,08	1,56	1,24
	Effluents	0,21	0,21	0,18
	Total urban	2,29	1,77	1,42
Industrial wastes	Solids	2,85	0,26	0,25
	Effluents	0,35	0,35	0,33
	Total industrial	3,20	0,61	0,58
Agricultural wastes		10,7	≤ 10,7	5,0
TOTAL		16,2	≤13	7,0

Source : IFP calculation from ADEME, Solagro, AND, SITA

Considering the availability of the organic wastes alone, **potential biogas production ranges from 7 to 16 Mtoe** (millions of metric tons oil equivalent).

The agricultural sector seems to be by far the leading source of organic wastes, followed by the industrial sector, from the standpoint of waste production, but by municipalities from the standpoint of wastes recoverable as energy (a large share of industrial organic wastes is already recovered for animal feed, compost or recycled).

The intermediate potential without recovery of material comes to nearly 2.4 Mtoe for the residential and industrial sectors, to which can be added an agricultural intermediate potential corresponding to the quantity of biogas produced by the wastes that could actually be substituted by the spreading of digestates coproduced by the anaerobic digestion. Assuming that the spreading of the digestates would eliminate all need to spread effluents and plough in straws, this agricultural intermediate potential would be close to the total potential. The intermediate potential, all sectors combined, would then be close to 13 Mtoe.

This potential must be qualified due to technical and economic obstacles likely to limit the development of biomethane production: not all of these resources are

necessarily usable from an economic standpoint, and the investment necessary to produce fuel-grade biogas is not justified in all cases.

It should be noted first of all that the distribution of the resource varies depending on the sector. The agricultural sector has a very sparse resource in a rural setting, while the industrial and urban sectors can provide concentrated large volumes of wastes and convenient transport networks. This consideration might make the industrial and residential sectors predominant in terms of the resources that could be used from a technical and economic standpoint.

To evaluate a biogas production potential by 2015-2020, a first estimate, based on existing and planned digesters alone and on probable developments of anaerobic digestion by sector, indicates a total capacity of 1.4 Mtoe of biogas.

To this potential may be added a landfill production, calculated based on assumptions concerning the mean rate of biogas recovery of all landfills and on the rate of energy extraction from the recovered biogas. This production amounts to 0.87 Mtoe of biogas by 2020 (Solagro, 2008). **The total biogas production capacity is therefore 2.3 Mtoe.**

In a second step, taking into account the minimum digestion installation size for profitable purification of the biogas for use as a vehicle fuel reduces the potential by nearly 15%, leaving a **final technical and economic potential of 1.9 Mtoe of biomethane vehicle fuel** (or bioNGV).

This threshold size depends on the substrate used and the profitability of a purification unit may only be evaluated for specific projects. Nevertheless, macro-economic assumptions may be used for a global evaluation, that are detailed in the following table.

Sector	Total capacity	Comments	Biogas fuel production capacity (Mtoe)	Comments
Agricultural	0.46	Target of the French Grenelle Environment Round Table for 2013	0.34	75% of agricultural biogas (344 ktoe) could be produced in collective facilities large enough to make the production of BioNGV profitable.
Urban	1.09	In an optimized system, 90% of the methane collected in landfills in 2020 could be converted into energy. 23 household waste methanizer projects are announced (63 ktoe), while the equipment of urban sewage treatment plants could double, according to the ADEME (154 ktoe)	0.86	90% of landfills would be large enough to make BioNGV production profitable (> 50,000 population equivalent). However, limits on the CH4 content of landfill gases, which can vary significantly. All household waste methanizers (63 ktoe) and 6% of urban sewage treatment plant methanizers (at least 12.7 ktoe) would be large enough to make BioNGV production profitable.
of which landfill gas	0.87		0.78	
of which methanizers	0.22		0.08	
Industrial	0.73	Existing and planned: 0.73 Mtoe	0.73	100% of the total industrial capacity
TOTAL	2.28		1.93	

Source : IFP calculation from after ADEME, Solagro⁷, AND⁸

In addition it should be noted that:

- the mentioned potentials correspond to a "gross" production of biogas and not to a "final" or "net" production; in other words, they don't include autoconsumption of biogas by production plants, that represent around 10% of gross biogas production.
- Evaluations of technico-economical potentials are based on a profitability criterion for BioNGV production, but don't take into account technico-economical performances of other possible valorizations of biogas (power and / or heat).

There is an important gap between biogas production potentials based on available waste resources (7 to 16 Mtoe) and technico-economical potentials based on existing production units, known projects and probable growth linked to actual development measures (2.3 Mtoe, i.e. 14 to 33% of available organic wastes). This is obviously linked to the various calculation methods but also to the time-frame associated to each potential: short or middle term (2015-2020) for technico-economical potentials, due to the low development level of those pathways in France today; longer term for potentials based on the total available resource, corresponding to an important development of biogas production pathways.

As a comparison, first-generation liquid biofuels currently comprise 1.16 Mtoe of biodiesel in diesel oil and 0.03 Mtoe of ethanol and 0.66 Mtoe of ETBE in gasoline. This amounts to a global level of 3.59% by LHV⁹ in road fuels consumed in France in 2007. The production potential of biogas fuel derived from organic wastes, by 2020, is therefore comparable to the current annual consumption of liquid biofuels on an energy basis.

Biomethane derived from dedicated plant resources such as wood and energy crops has, like all 2^d generation biofuels using lignocellulosic resources, a much larger production potential. Surplus wood not currently recovered but technically usable (thus excluding mountainous area and mineral requirements of soils) could by itself produce nearly 1.3 Mtoe of synthetic biodiesel or ethanol or 1.8 Mtoe of synthetic biomethane. Considering the whole capitalised amount of wood which is not entirely collected in France, these potentials amount to respectively 3 Mtoe and 4.4 Mtoe. It is important to notice that these higher values correspond to quite long term potentials since it implies to access to biomass amounts which are more difficult to collect (slope area notably). Other energy crops, on marginal farmland, could also produce large quantities of fuels, but it is still currently difficult to evaluate the development level of these crops and the shares allocated to the different types of biofuel.

⁷ C.Couturier, January 2008, "Waste Landfilling in Europe: Energy Recovery and Greenhouse Gas Mitigation"

⁸ AND International, 2004, "La marché de la méthanisation en France"

⁹ LHV: Lower Heating Value

3. From biogas to biomethane vehicle fuel

The biomethane vehicle fuel production chain is divided into four main steps:

- **production** of the raw biogas,
- **purification** of this biogas to turn it into biomethane,
- the **metering**, **odorization**, and **checking** of the biomethane quality,
- **storage** of the biomethane vehicle fuel, its distribution, and its compression to 200 bar.

Various purification processes

Biogas purification is used both to eliminate undesirable compounds and to increase the heating value of the biogas (in particular by eliminating CO₂, which is inert in energy terms). It generally comprises at least three steps:

- **decarbonation**: carbon dioxide is the second largest component of biogas, after methane. Its elimination reduces the risk of corrosion and increases the heating value of the biogas. This treatment can be performed by adsorption, by scrubbing (water or another solvent), or through membrane processes;
- **desulfurization**: H₂S is toxic and, in the presence of water, highly corrosive, even at a low concentration. It can be separated in particular by scrubbing and/or by adsorption on impregnated activated carbon;
- **dehydration**: water is the leading corrosion risk factor. To reach water contents as low as in NGV, it is possible to use the following processes: adsorption on activated alumina, silica gel or a molecular sieve, or scrubbing with a

hydrophilic solvent (this last option tends to be reserved to very high gas flowrates).

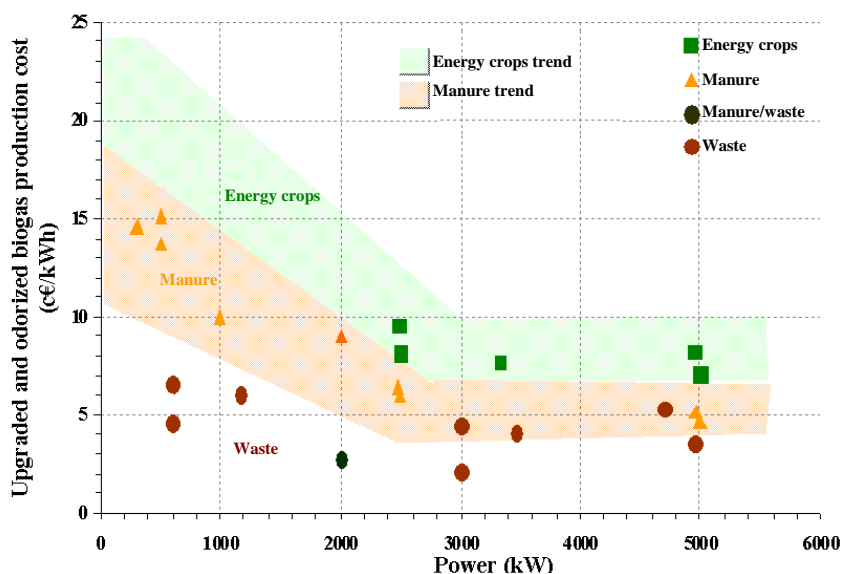
If necessary, these treatments can be completed by the elimination of problematic trace elements, in particular heavy metals (generally by adsorption).

Production costs

The production cost of purified, odorized, checked and metered biogas, made from energy crops and from liquid manure, is between 8 and 21 €/kWh, and between 5 and 15 €/kWh, respectively, and decreases as the power increases. In the case of production from wastes, the cost of the purified biogas is less than 7 €/kWh; but it is difficult to estimate cost variations according to power.

In France, the price of NGV at the pump is approximately €0.89 /L equivalent diesel, in other words approximately 8 €/kWh. **It is difficult to define a critical size** for biogas production facilities: the price at the pump includes any taxes on this fuel, which differ from country to country. It also includes the cost of infrastructure to convey the fuel from the production site to the customer's fuel tank.

However, producing biomethane vehicle fuel from wastes is expected to be more profitable than from energy crops. Without any fee for liquid manure, biomethane production projects relying on this resource should also include wastes to make these projects more profitable. Only a case-by-case study can determine the profitability of a biomethane vehicle fuel production project.



The cost of producing biogas that is purified, odorized, checked, and metered varies with the substrates used and the power of the production facility.

The ranges plotted are only a visual representation of the major trends in the variation of the costs of purified biogas according to the substrate used. They are not the actual boundaries.

Expected advances and new technologies

Current research is aimed at making the biomethane vehicle fuel approach more effective:

- by modifying the existing processes in order to improve their environmental performance (for example by reducing methane losses from the facility or by containing any bad odors that may be given off during the production process),
- by developing new purification processes and processes suited to small facilities.

Biomethane vehicle fuel characteristics allow its incorporation in NGV in any proportions, with no need to modify the engines. So a mature NGV sector, with a large national foothold, would foster the development of the biomethane vehicle fuel approach, which could use the infrastructure set up for conventional natural gas.

4. A contribution to limiting greenhouse gas emissions in the transport sector

Biogas, derived from wastes or energy crops (cultivated sustainably), is renewable energy: it can therefore contribute to reducing non-renewable energy consumption and reliance on fossil energy.

Case of biomethane produced from organic wastes

Published studies of the environmental outcome of using biomethane from wastes as a fuel, replacing fossil fuels, highlight the reduction of greenhouse gas emissions achieved accordingly:

- at the use step (combustion of fuel), as CO₂ emissions from biomass wastes (like those from all kinds of biomass) are considered as neutral with respect to the greenhouse effect,
- at the production step, as the anaerobic digestion of organic wastes enables to eliminate CH₄ leaks that tend to occur when wastes, animal breeding effluents, etc. are stored.

The extent to which these greenhouse gas emissions are reduced naturally depends on the approach, the type of resource converted, and the conversion process (type of waste, digestate treatment method, type of facility, etc.). Savings are approximately 80% when biomethane vehicle fuel derived from the anaerobic digestion of municipal organic wastes replaces conventional gasoline.

The digestate produced by the anaerobic digestion of organic wastes or energy crops can be used as an organic fertilizer on cropland. Its use has some environmental benefits, such as limiting inputs of chemical fertilizers, thanks in particular to the high mineralization of the nitrogen in the product and the preservation of the fertilizing value of the treated waste. However, in some local contexts, using the digestates may not be environmentally friendly: risk of volatilization of the nitrogen during spreading, low carbon content, etc.

Case of biomethane produced from energy crops

Using energy crops for the production of biomethane motor fuel is also an interesting approach: insofar as it is possible to convert the whole plant, the quantity of net energy produced per hectare is high. Here again, the performance of the approaches depends on what species are cultivated and how they are cultivated (cultivation and harvesting practices, type and amounts of agricultural inputs). However, the literature reports savings in terms of greenhouse gas emissions of approximately 60% compared to fossil fuels¹⁰.

In France, the transport sector accounts for 26% of greenhouse gas emissions and 34% of CO₂ emissions. In this sector, more than 93% of CO₂ emissions are due to road transport. The introduction of biomethane vehicle fuel could therefore yield significant reductions.

¹⁰ Börjesson and Berglund, 2007, Environmental systems analysis of biogas systems – Part 2: The environmental impact of replacing various reference systems, Biomass and Bioenergy 31, 326–344.

1 État des lieux des filières

Cette première partie a pour objectif de dresser un état de l'art des filières biométhane en France et en Europe. Il s'agit principalement de décrire :

- les filières existantes en Europe et en développement en France (production de biogaz à partir de ressources fatales),
- mais aussi les filières en développement (production de biogaz à partir de cultures énergétiques dédiées),
- et les filières en perspective, à plus long terme (production de substitut au gaz naturel via la gazéification de la biomasse).

1.1 Introduction

Dans l'introduction sont présentées les différentes filières possibles et leurs niveaux de maturité respectifs. Les différents usages possibles du biogaz sont également rappelés.

1.1.1 Quels types de biomasse sont utilisables ?

La biomasse utilisable pour produire des biocarburants liquides ou gazeux peut être de deux types :

1/ Des ressources dites fatales qui englobent tous les déchets d'origine forestière, agricole, domestique, industrielle :

- résidus de cultures (paille, issus de silo...),
- effluents agricoles (lisier, fumier...),
- fraction fermentescible des ordures ménagères ou FFOM (déchets de cuisine notamment : épluchures de légumes...),
- boues de STEP (stations d'épuration) urbaines,
- boues de STEP industrielles,
- déchets fermentescibles industriels (par exemple les graisses animales),
- co-produits d'exploitation forestière (rémanents),
- déchets de bois de 1^{ère} et 2^{ème} transformation (chutes, délignures, copeaux issus de scierie par exemple),
- bois de rebut (palettes usagées, bois de déchetterie, etc.).

2/ Des cultures énergétiques qui permettent également de produire des biocarburants liquides :

- cultures saccharifères (betterave sucrière ou canne à sucre, ...),
- cultures oléagineuses (colza, tournesol, soja, ...),
- cultures amylacées (blé, maïs, ...),
- cultures lignocellulosiques (taillis à courte rotation, miscanthus, switchgrass, Sorgho Biomasse...).

1.1.2 Quels sont les procédés de conversion énergétique de la biomasse ?

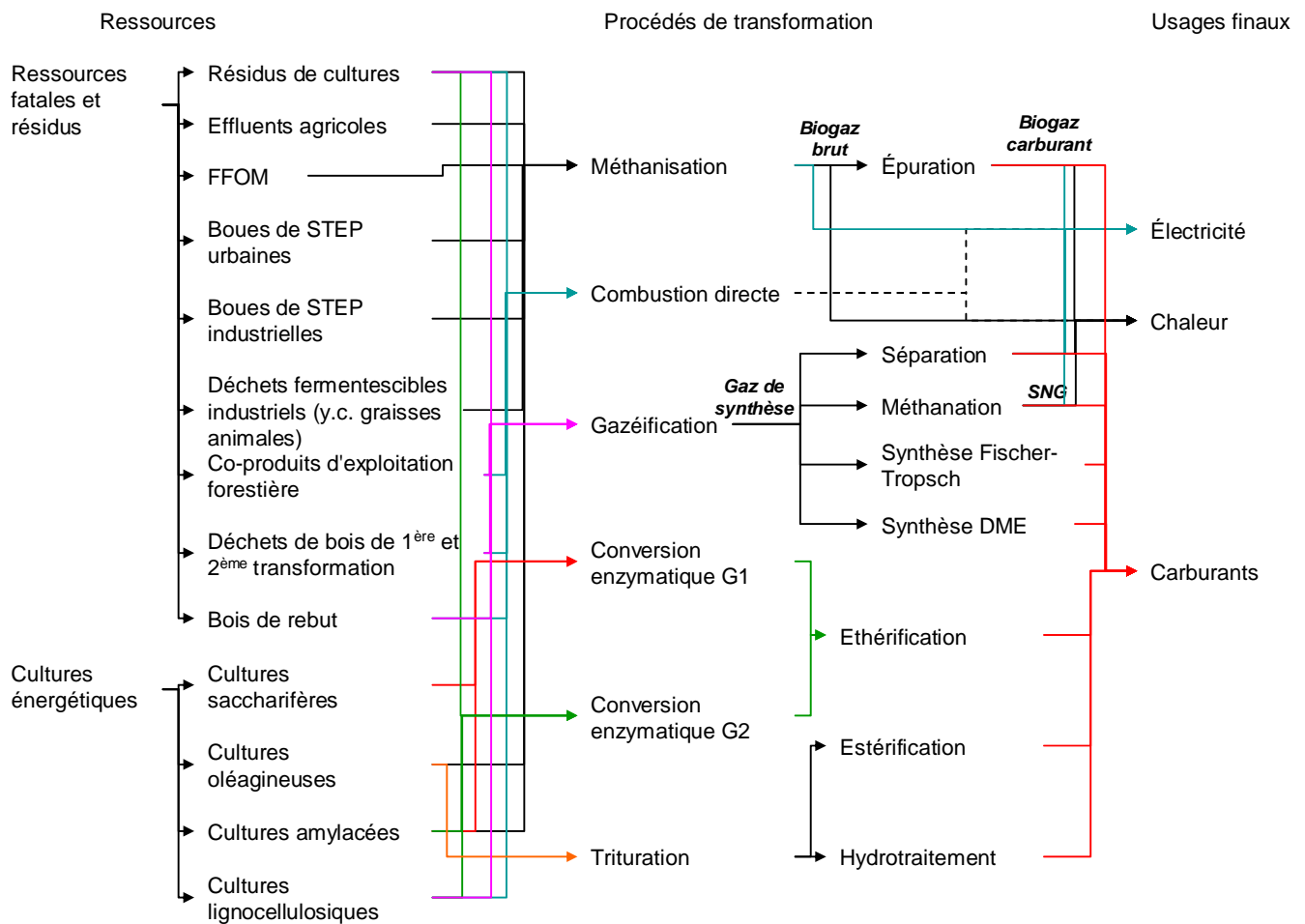


Figure 1 - Les différentes ressources de biomasse et les procédés de transformation à mettre en œuvre pour produire des biocarburants liquides et gazeux

Ces matières premières peuvent être transformées selon différents procédés :

- Conversion par méthanisation** : il s'agit d'une fermentation anaérobie, sous l'action de bactéries spécifiques, qui contribue à la dégradation de la matière organique pour aboutir à la formation de biogaz. Ce biogaz peut être utilisé pour produire de la chaleur, de l'électricité ou être valorisé, après épuration, sous forme de carburant. Dans ce dernier cas, le biogaz doit être épuré pour atteindre une qualité équivalente à celle du gaz naturel : il s'agit alors du biométhane.

- Conversion thermochimique

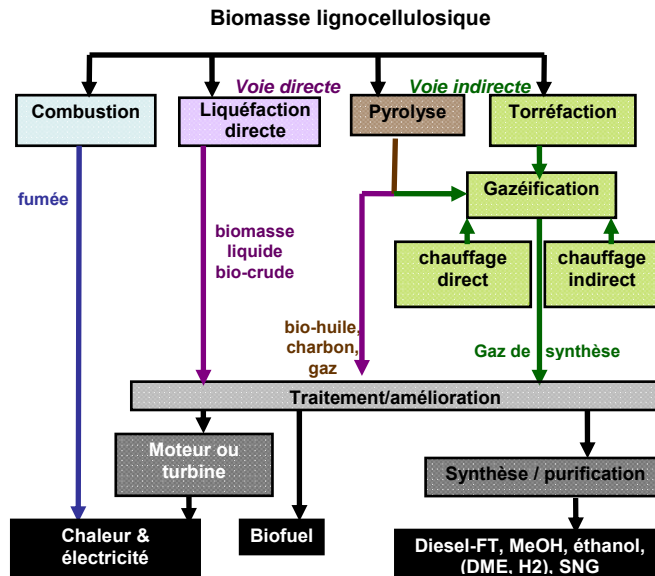


Figure 2 - Vue d'ensemble des filières énergétiques de conversion thermochimique de la biomasse (source : IFP)

- ⇒ **combustion directe** : la matière première est brûlée pour produire de la chaleur et éventuellement de l'électricité via une turbine à vapeur.
- ⇒ **liquéfaction hydrothermale** (voie thermochimique directe) : cette voie transforme dans un premier temps la biomasse en un bio-brut (*biocrude*), sous forme liquide, duquel peut être extraite une fraction légère qui permet d'obtenir un gazole suite à une réaction d'hydrodésoxygénation, utilisable en tant que biocarburant ou en tant que combustible pour produire de la chaleur et/ou de l'électricité. Cette technologie est actuellement expérimentée au seul stade de laboratoire.
- ⇒ **gazéification** (voie thermochimique indirecte) : ce procédé de transformation de produits solides à haute température (700 °C), en présence d'un oxydant (eau ou oxygène) permet la production d'un gaz de synthèse (principalement de l'hydrogène et du monoxyde de carbone). Une étape, facultative, de shift permet d'ajuster la composition du gaz de synthèse en H₂ et CO, selon son utilisation future. Ce gaz de synthèse peut ensuite être épuré et utilisé, ou de nouveau transformé. Peuvent ainsi être cités (Figure 3) :
 - le procédé de méthanation, qui permet de convertir le gaz de synthèse en SNG, c'est-à-dire un gaz riche en méthane,
 - un autre procédé basé sur la synthèse Fischer-Tropsch (FT), qui permet la production d'hydrocarbures liquides ex-biomasse (gazole, kérosène et naphta),
 - une troisième possibilité, qui consiste en la production de méthanol par voie catalytique. Celui-ci peut être utilisé tel quel, à l'image de l'éthanol, ou alors sous forme gazeuse (Diméthyl ether, DME).

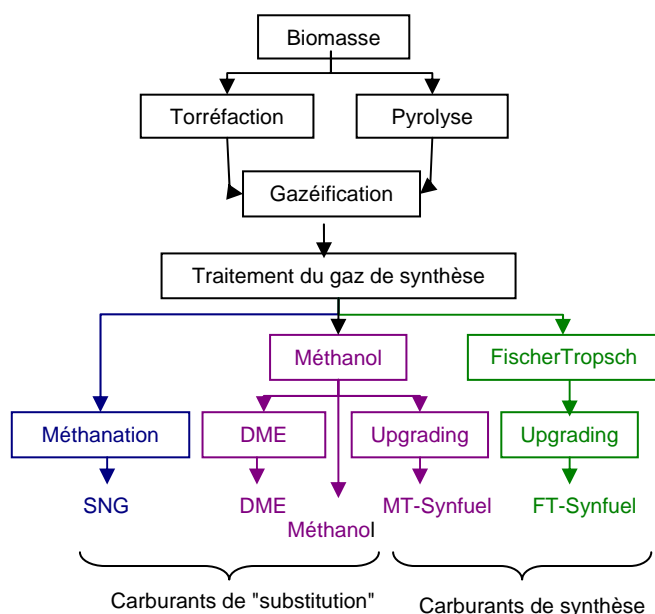


Figure 3 - Les voies thermochimiques indirectes : les filières de conversion du gaz de synthèse en carburant (source : IFP)

- Conversion biochimique** : elle permet la production de biocarburants liquides tels que le bioéthanol par fermentation de sucres extraits de la biomasse. Deux filières peuvent être distinguées :
 - la filière de 1^{ère} génération (éthanol actuellement commercialisé), utilisant des cultures agricoles sucrières ou amylacées (Figure 4),

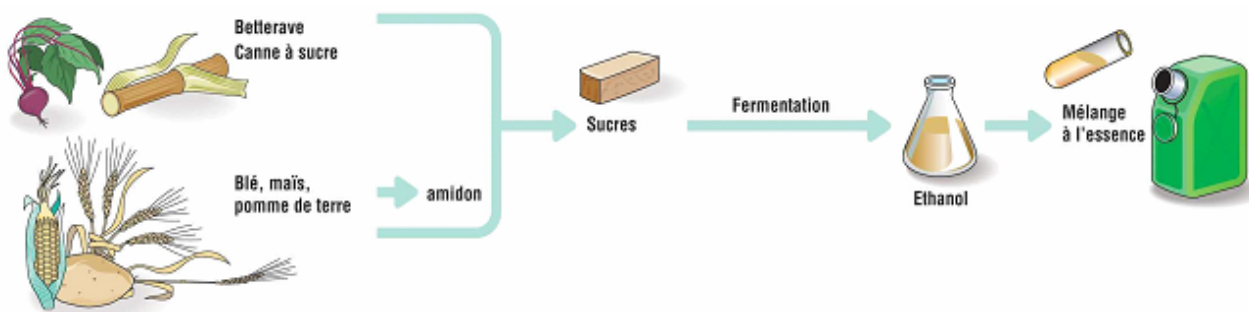


Figure 4 - Schéma de principe des filières éthanol de première génération (source : IFP)

- la filière de deuxième génération, comprenant une étape d'extraction des sucres plus poussée à partir de biomasse lignocellulosique (bois, pailles, espèces herbacées en plante entière etc.) (Figure 5).

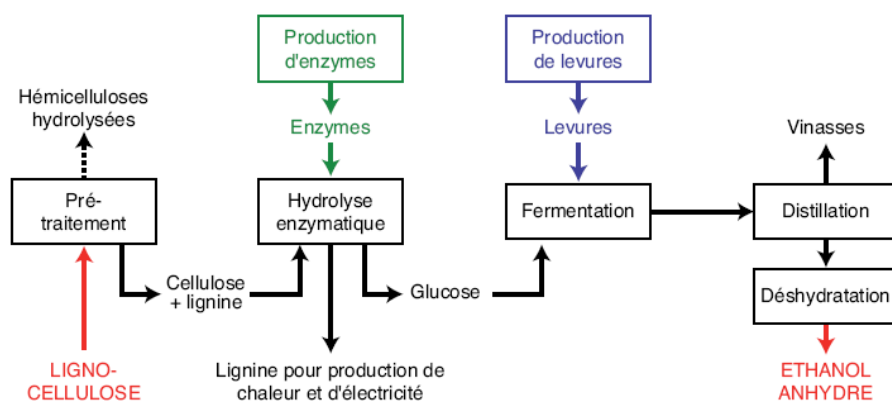


Figure 5 - Schéma de production d'éthanol de deuxième génération à partir de biomasse lignocellulosique (source : IFP)

- **Trituration et traitement de l'huile** : la trituration est l'opération consistant à extraire l'huile de la matière première, selon trois étapes : broyage, malaxage, séparation des composés. L'huile brute obtenue est alors traitée (semi-raffinage). Cette étape vise ensuite à la production :
 - d'huile végétale pure pour un usage direct en flotte captive (tracteur, navire par exemple),
 - d'ester d'huile végétale (biodiesel actuel produit à partir de l'huile par transestérification) pour un usage banalisé en véhicule diesel,
 - d'huile hydrotraitée (par exemple via le procédé d'hydrotraitement NexBtL commercialisé par Neste Oil et permettant de convertir en gazole de synthèse les huiles végétales ainsi que les huiles usagées et graisses animales).



Figure 6 - Schéma de principe des filières biodiesel de première génération (source : IFP)

Bien entendu, le procédé de transformation est à sélectionner selon la nature de la matière première utilisée. Par exemple, la méthanisation convient plus particulièrement aux ressources avec un fort taux d'humidité, alors que la gazéification suivie d'une méthanation est beaucoup plus adaptée à des ressources ligno-cellulosiques.

- **Multigénération** : un schéma d'utilisation de la biomasse reposant sur une mise en commun de différents procédés industriels pourrait permettre d'optimiser la gestion de l'énergie en entrée et la fourniture de produits en sortie. Il est en effet imaginable d'avoir des procédés qui fournissent à partir de la biomasse : du carburant et/ou de l'électricité et/ou de la chaleur et du papier et/ou des matériaux de construction et/ou des produits alimentaires...

1.1.3 Quelles maturités pour ces procédés ?

Les procédés de production de biocarburants les plus matures sont ceux permettant la production des biocarburants liquides **de première génération**, à savoir l'estérification pour la production de biodiesel, et la fermentation des sucres d'origine agricole pour la production d'éthanol. Ces deux substituts aux carburants fossiles conventionnels sont actuellement largement produits et commercialisés. La filière huiles hydrotraitées, quant à elle, a commencé à se développer récemment à l'échelle commerciale (procédé NexBTL) avec une première unité de production

démarrée en Finlande en 2007, ainsi que plusieurs projets dont les démarrages sont prévus d'ici 2011 (deuxième unité de production en Finlande en 2009, en Autriche en 2009 et importante unité à Singapour en 2011).

Malgré de nets progrès - en termes de qualité des produits, de consommation d'utilités et de coûts de production - des limites aux filières éthanol et biodiesel de première génération persistent (compétition d'usage des sols agricoles et des produits alimentaires notamment). C'est pourquoi d'importants efforts de recherche et développement ont été mis en oeuvre pour le développement des **filieres de conversion de la biomasse lignocellulosique** (voie thermochimique et biochimique de deuxième génération). Aujourd'hui de nombreuses unités pilotes expérimentent la production d'éthanol de deuxième génération aux Etats-Unis, en Europe et Amérique du sud. Les Etats-Unis prévoient très prochainement la mise en route d'unités commerciales.

Concernant la **voie thermochimique**, seule la voie indirecte est expérimentée à l'échelle pilote, vers des procédés de production de gazole de synthèse (BtL), de bio-DME, de biométhanol et de Substitute Natural Gas (SNG, voir 1.4) essentiellement en Europe. La plupart de ces technologies sont déjà bien connues et développées à partir de charges d'origine fossile, comme le gaz naturel et le charbon, mais l'intégration d'une charge biomasse implique la maîtrise d'éléments nouveaux et/ou plus contraignants (notamment prétraitements de la ressource et épuration des gaz).

1.1.4 Le biogaz et le gaz de synthèse ?

Le biométhane, carburant d'origine renouvelable substituable au GNV (Gaz Naturel Véhicule), peut être produit par plusieurs voies :

- **à court terme**, il est envisageable d'utiliser les **ressources fatales**. Cette filière est déjà très développée dans de nombreux pays d'Europe, notamment en Allemagne. En France, la filière est aujourd'hui en plein développement.
- **à moyen terme**, la production de biogaz pourra être également réalisée à partir de **cultures énergétiques**. En Allemagne, c'est déjà le cas avec des cultures comme le maïs, ce qui peut poser des problèmes environnementaux (irrigation notamment).
- **à long terme**, la **gazéification** de la biomasse issue de ressources lignocellulosiques est envisagée.

1.1.5 Contexte énergétique

L'Europe s'est fixé en 2003¹¹ d'ambitieux objectifs d'incorporation de biocarburants dans les carburants routiers - 5,75% en 2010 et 8% en 2015 (puis plus tard : 10% en 2020, objectif fixé dans la proposition de Directive sur l'utilisation des Énergies Renouvelables) - encourageant les États Membres à développer significativement ces filières, dans la mesure elles pourraient permettre de réduire la consommation de pétrole et les rejets de Gaz à Effet de Serre (GES) du secteur des transports routiers. La France, quant à elle, a décidé en 2005 de mettre en place des mesures visant à accélérer plus encore le développement des filières biocarburants en ramenant l'objectif de 5,75% à l'année 2008 et celui de 10% à 2015 (avec un objectif intermédiaire de 7% en 2010). Il convient néanmoins de noter qu'au niveau européen, ces objectifs font actuellement l'objet de débats. En effet, l'objectif 2010 de 5,75% ne sera vraisemblablement pas atteint (les estimations actuelles tablent plutôt sur un taux d'incorporation de 4,2%¹²) et compte tenu du débat en cours sur les impacts environnementaux et sociaux associés au développement de ces filières, l'objectif de 10% en 2020 est discuté. Il ne serait vraisemblablement contraignant qu'à la condition que les filières avancées de production de biocarburants, mobilisant la biomasse lignocellulosique et pas les ressources agricoles conventionnelles, soient disponibles.

En plus de ces objectifs spécifiques aux biocarburants et toujours dans le but de sécuriser/diversifier l'approvisionnement énergétique et de réduire les émissions de GES, l'Europe s'est également fixé un taux de substitution de 20% des carburants routiers conventionnels (essence et gazole moteur) par des carburants alternatifs, d'ici 2020. Parmi les solutions les plus prometteuses (incluant les biocarburants et par conséquent le biométhane), il est attendu que la filière GNV contribue à la moitié de cette valeur cible de 20%.

¹¹ Directive 2003/30/EC sur la promotion de l'utilisation de biocarburants et autres carburants renouvelables dans le secteur transport (JO du 17.05.2003)

¹² Proposition de Directive du Parlement Européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, présentée par la Commission Européenne le 23.01.2008

En lien avec les précédentes dispositions, la Commission Européenne a réaffirmé récemment (octobre 2007) ses principaux objectifs pour 2020 dans le cadre du Paquet Énergie – Changement Climatique, à savoir : réduire les consommations d'énergie primaire de 20%, réduire les émissions de GES de 20% à 30% (par rapport au niveau de 1990) et atteindre une part de 20% d'énergie renouvelable dans la consommation d'énergie primaire totale (tous secteurs confondus). Pour ce qui est des mesures visant la réduction des émissions de GES, il y a lieu de noter que certaines s'appliquent à l'échelle globale (cf. objectifs Kyoto ventilés par les pays signataires ou objectif du paquet Énergie - Changement Climatique précédemment cité) et d'autres par filière carburant. En effet, il est important de remarquer que 2 propositions de Directives Européennes parues en 2007¹³ et 2008³ imposent :

- Pour la première : un objectif de réduction des émissions de GES liées à l'approvisionnement en carburants routiers (émissions "du puits au réservoir") de 1% par an sur la période 2011 – 2020.
- Pour la seconde : un objectif de réduction minimum des émissions de GES "du puits à la roue" de 35% (comparativement à la référence fossile essence ou gazole) comme critère d'éligibilité pour toutes les filières biocarburants. La satisfaction de ce critère conditionne :
 - d'une part la prise en compte ou non du biocarburant dans la mesure des objectifs nationaux d'incorporation et d'utilisation de bioénergies,
 - et d'autre part l'éligibilité de la filière à un support financier.

Ce dernier critère seuil est actuellement encore en discussion au niveau Européen. Deux propositions ont été faites par le Conseil Européen d'une part et le Parlement d'autre part, ayant en commun le fait que deux seuils seraient fixés : le premier lors de la mise en place de la Directive et le second quelques années plus tard (autour de 2015). Les valeurs proposées pour ces seuils diffèrent en revanche dans les deux propositions : 35% puis 50% dans la proposition du Conseil, 45% puis 60% dans celle du Parlement.

Quoi qu'il en soit, dans ce contexte, les filières biométhane carburant proposent une alternative intéressante, qui pourrait contribuer à différents objectifs.

¹³ Directive Qualité des carburants, Proposition de la Commission Européenne en date du 31.01.2007

1.2 Filières en développement en France : production de biogaz à partir de ressources fatales (biogaz issu de décharge, méthanisation de biodéchets, effluents industriels et agricoles)

1.2.1 Quels types de ressources pour quel biogaz ?

Les ressources fatales désignent les déchets fermentescibles utilisables pour la production de biogaz : fraction fermentescible des déchets ménagers, effluents agricoles¹⁴ (dont résidus de récolte), déchets industriels (e.g. : papeteries, industries Agro-Alimentaires), boues de stations d'épuration urbaines, biogaz issu des installations de stockage de déchets non dangereux.

1.2.2 Le principe du processus de « méthanisation »

Le processus de base de la méthanisation est en fait un processus naturel correspondant à une dégradation de la matière biodégradable en absence d'air (dite anaérobie). Elle permet la réduction progressive de la longueur des chaînes carbonées sous l'action des différentes populations de bactéries. A l'échelle industrielle, deux types de production du biogaz peuvent être cités :

- en décharge (ou installation de stockage de déchets non dangereux, ISDND) : le biogaz est issu de la dégradation spontanée de la fraction des déchets ménagers et assimilés enfouis. La production de biogaz peut durer, en mode de gestion classique, environ 20 à 30 ans ;
- via la méthanisation en digesteur. Le processus de base de « méthanisation » ou digestion anaérobie est aujourd'hui un procédé mature à l'échelle industrielle. Après avoir été débarrassée des matériaux indésirables (métaux, déchets non fermentescibles), la matière organique est introduite dans un réacteur, appelé digesteur, maintenu à des températures de l'ordre de 35 °C ou 50 à 55 °C selon le procédé. Le temps de séjour dans le digesteur peut avoisiner une vingtaine de jours. A la base de ce digesteur, il est produit un digestat qui peut être traité et composté pour obtenir un produit organique valorisable.

1.2.3 La méthanisation par digesteur, une voie complémentaire pour le traitement des déchets ?

La technologie de méthanisation a la particularité de produire à la fois une énergie renouvelable - le biogaz - et un produit organique valorisable appelé digestat ou métha-compost (après une phase de compostage). La méthanisation ne peut s'appliquer qu'à des déchets organiques, et constitue ainsi une solution intéressante et complémentaire à d'autres voies de traitement et de valorisation existantes par ailleurs.

1.2.4 Quels enjeux réglementaires et politiques (et quelle politique énergétique) ?

Au-delà d'une contribution à l'atteinte des objectifs de développement des énergies et carburants renouvelables et de diminution des émissions de gaz à effet de serre du transport routier (cf 1.1.5), les filières de production de biogaz apportent également une réponse aux questions associées aux enjeux réglementaires inhérents au traitement et à la valorisation des déchets organiques :

- obligation de capter le biogaz de décharge et de rechercher des solutions de valorisation (à défaut de le brûler) [arrêté du 09 septembre 1997] afin d'éviter, d'une part des nuisances locales autour des sites et, d'autre part, l'émission non contrôlée dans l'atmosphère de méthane, gaz à effet de serre dont le pouvoir de réchauffement global est 25 fois supérieur à celui du dioxyde de carbone,
- contribution à l'atteinte de l'objectif de diminution du tonnage total des ordures ménagères strictes destinées à être stockées et incinérées (15 % à l'horizon 2010 et 30 % à l'horizon 2015 : communication en conseil des ministres de septembre 2006 et objectifs proposés dans le cadre du Grenelle de l'Environnement).

1.2.5 Les caractéristiques du biogaz

Les différentes ressources utilisées pour la production du biogaz conduisent à des compositions différentes. De plus, la composition du biogaz est variable dans le temps au cours de la production : elle dépend notamment de l'évolution de la qualité du substrat soumis à la fermentation. Le Tableau 1 reprend quelques compositions typiques du biogaz selon leurs origines.

¹⁴ Les effluents agricoles sont le plus souvent utilisés en codigestion

Composants	Décharge d'ordures ménagères (OM 80%) Production naturelle, sans aspiration	Décharge d'ordures ménagères (OM 80%) Production forcée, avec aspiration	Décharge d'ordures ménagères et de déchets industriels (50-50) Production forcée, avec aspiration	Ordures ménagères triées en digesteurs	Boues de stations d'épuration	Lisier de bovins ou d'ovins en fermenteurs	Distillerie
CH ₄ (%v)	50 - 58	30 - 55	25 - 45	50 - 60	60 - 75	60 - 75	68
CO ₂ (%v)	25 - 34	22 - 33	14 - 29	38 - 34	33 - 19	33 - 19	26
N ₂ (%v)	18 - 2	26 - 6	49 - 17	5 - 0	1 - 0	1 - 0	-
O ₂ (%v)	1 - 0	8 - 2	8 - 5	1 - 0	< 0.5	< 0.5	-
H ₂ O (%v)	4 (à 30 °C)	4 (à 30 °C)	4 (à 30 °C)	6 (à 40 °C)	6 (à 40 °C)	6 (à 40 °C)	6 (à 40 °C)
H ₂ S mg/m ³	20 - 50	5 - 20	100 - 900	100 - 900	1000 - 4000	3000 - 10000	400
NH ₃ mg/m ³	-	-	-	-	-	50 - 100	-
Aromatiques mg/m ³	2	1	0 - 200	0 - 200	-	-	-
Organochlorés ou organofluorés mg/m ³	0 - 200	0 - 100	100 - 800	100 - 800	-	-	-

Tableau 1 - Compositions chimiques typiques de différents biogaz (source : ADEME - Gaz de France)

Le Tableau 2 présente par ailleurs les caractéristiques physiques de différents biogaz.

Types de gaz	Gaz de décharge avec aspiration	Biogaz digesteur ordures ménagères	Biogaz distillerie	Gaz naturel de Lacq
PCS kWh/(n)m ³	5,0	6,6	7,5	11,3
PCI kWh/(n)m ³	4,5	6,0	6,8	10,3
Densité	0,98	0,93	0,85	0,57
Indice de Wobbe kWh/(n)m ³	5,0	6,9	8,1	14,9

Tableau 2 - Caractéristiques de différents gaz (source : ADEME - Gaz de France)

Caractéristiques	Gaz H	Gaz B
PCS (kWh/(n)m ³)	10,7 - 12,8	9,5 - 10,5
Indice de Wobbe (kWh/(n)m ³)	13,64 - 15,70	12,01 - 13,06
Densité	0,555 - 0,70	

Tableau 3 - PCS, indice de Wobbe et densité des gaz naturels H et B

1.2.6 Quelles valorisations pour ces gaz (chaleur, électricité, biométhane carburant) ? Quels traitements impliquent-elles ?

Les différentes voies de valorisation du biogaz sont :

- la production de **chaleur** pour alimenter le procédé et/ou un débouché externe (besoins industriels en chaleur, réseau de chaleur...),
- la production d'**électricité** (et de chaleur dans le cas d'une cogénération) pour une autoconsommation et/ou pour une revente au réseau électrique,
- la production de biogaz **carburant** pour les véhicules automobiles.

Si le biogaz ne peut pas être valorisé sur site, il est envisageable de l'acheminer vers un lieu de consommation par **injection** dans un réseau de gaz naturel.

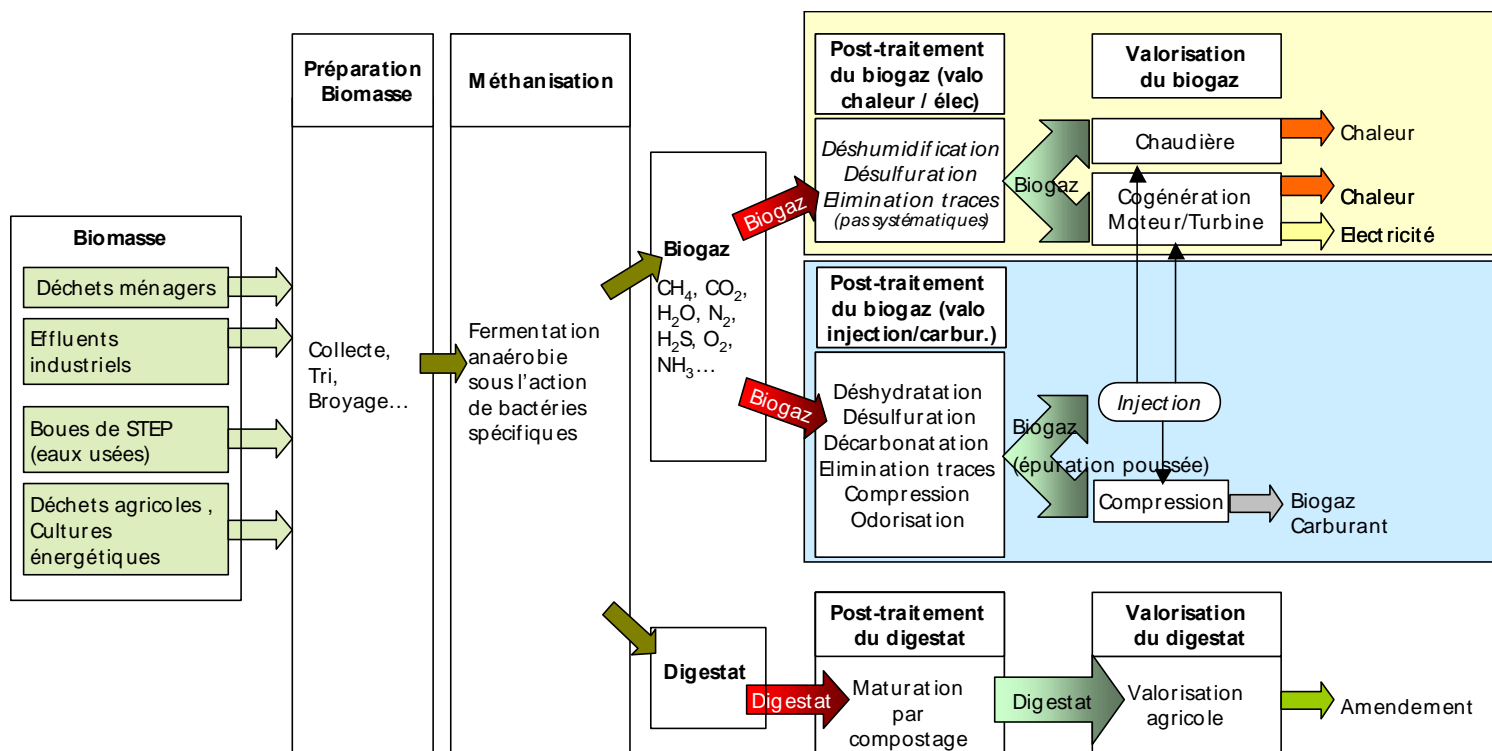


Figure 7 - Différents modes de valorisation (source : GDF Suez)

La **valorisation électrique** est favorisée par un tarif d'achat électrique ré-évalué en Juillet 2006 et estimé à :

- 7,5 à 9 c€/kWh selon la puissance pour le biogaz de décharge,
- 9,5 à 11 c€/kWh selon la puissance pour le biogaz de méthanisation.

Pour inciter également la **valorisation de la chaleur associée à l'électricité**, une prime à l'efficacité énergétique peut être ajoutée pour une efficacité supérieure à 40%, augmentant linéairement jusqu'à 3 c€/kWh pour une efficacité de 75%.

Le **biogaz carburant** est très développé dans certains pays d'Europe et plus particulièrement en Suède et en Suisse. En France, quelques opérations de démonstration ont été lancées. Par exemple, après une première expérimentation à Lille-Marquette (où du biogaz de station d'épuration a été valorisé sous forme de carburant pour alimenter 4 bus), une réalisation de plus grande ampleur est aujourd'hui en cours de démarrage à **Lille-Sequedin : du biométhane produit à partir de la méthanisation de biodéchets alimentera une centaine de bus de l'agglomération lilloise.** Ce carburant présente de nombreux avantages, notamment celui de réduire considérablement les émissions de gaz à effet de serre par rapport au gazole et de pouvoir être introduit en mélange dans le GNV sans adaptation de la motorisation et sans limite d'incorporation.

Dans le cas de **l'injection de biogaz** dans les réseaux de gaz naturel, il n'existe pas de norme européenne, seulement quelques prescriptions nationales. En France, le décret du 15 juin 2004 :

- demande aux opérateurs de réseaux gaziers de définir et de publier des prescriptions techniques pour préserver l'intégrité des ouvrages de transport et distribution et garantir l'acheminement d'un gaz conforme à la réglementation et apte à la combustion, ce qui a été fait ;
- donne la possibilité au Ministre en charge de l'énergie de confier une expertise sanitaire à un organisme compétent.

Une telle expertise sanitaire a été réalisée par l'AFSSET ; en octobre 2008, l'AFSSET a rendu un avis sanitaire favorable¹⁵ à l'injection de biogaz respectant les prescriptions techniques des opérateurs de réseaux.

¹⁵ hors biogaz issu de boues de STEP et biogaz issu de déchets industriels

1.2.7 L'épuration

Quel que soit le mode de valorisation envisagé, la présence d'une très grande variété de constituants dans le biogaz impose la mise en œuvre d'une épuration plus ou moins poussée, pour une valorisation optimisée sans risque pour l'intégrité des équipements (utilisation et éventuellement acheminement), la santé et la sécurité des utilisateurs (cf. Tableau 4). Certains de ces éléments traces, comme les organo-halogénés ou l'hydrogène sulfuré, possèdent en effet des propriétés corrosives et/ou toxiques.

Mode d'utilisation	Combustion en chaudière	Production d'électricité et cogénération	Biogaz carburant	Injection dans le réseau de gaz naturel
Besoin en épuration	Déshydratation Désulfuration (si nécessaire)	Déshydratation Désulfuration (si nécessaire) Elimination des organo-halogénés (si nécessaire)	Décarbonatation Déshydratation poussée Désulfuration Elimination des traces (organo-halogénés, métaux lourds,...) (si nécessaire) + Odorisation	
Stade de développement de la solution	Solutions éprouvées industriellement	Solutions éprouvées industriellement	Solutions éprouvées industriellement en Suède, Suisse Démarrage de la première opération industrielle en France	Eprouvée aux Pays-Bas, Suède, Suisse, Allemagne, pilote en Autriche, bientôt une première unité en France

Tableau 4 - Modes d'utilisation du biogaz : état des lieux et besoins en épuration
(source : ADEME - Gaz de France)

Les procédés d'épuration du biogaz sont détaillés dans la partie technico-économique de ce même document (2.2) :

- l'adsorption (PSA),
- l'absorption par l'eau ou par un autre solvant,
- la séparation membranaire,
- la cryogénie,

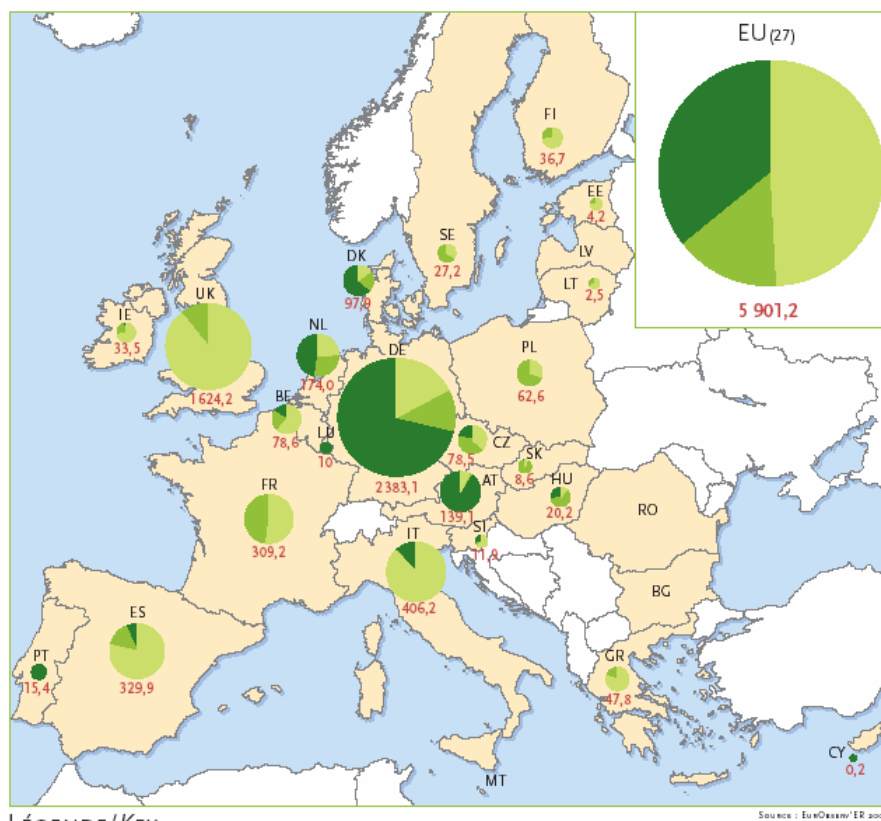
L'adsorption et le lavage sont les plus répandus.

1.2.8 Quelles productions en France et en Europe ?

En 2007, la production européenne de biogaz valorisé a atteint 5,9 Mtep, soit une augmentation de plus de 20% par rapport à 2006 (Figure 8). Le biogaz produit est principalement issu :

- des centres de stockage de déchets (décharges) (49%),
- des stations d'épuration (15%),
- des unités de méthanisation de déchets municipaux, agricoles et des unités collectives de co-digestion (36%).

29% de la production de biogaz est valorisée en électricité.



LÉGENDE/KEY

Production d'énergie primaire de biogaz de l'Union européenne en 2007 (en ktep)
 Primary energy production of biogas of the European Union in 2007 (in ktoe)

- Biogaz de décharges/Landfill gas
- Biogaz de stations d'épuration/Sewage sludge gas
- Autres biogaz (unités décentralisées de biogaz agricole, etc.)/Other biogases (decentralised agricultural plants, etc.)

5 901,2 Les chiffres en rouge indiquent la production totale en ktep/Red figures show total production in ktoe

Figure 8 - Production d'énergie primaire de biogaz de l'Union européenne en 2007 (en ktep)
 (source : EuroObservER 2008)

En **France**, la production de biogaz valorisée est de 309 ktep en 2007. La France se place au 5^{ème} rang européen, après l'Allemagne (2383 ktep), le Royaume-Uni (1624 ktep), l'Italie (406 ktep) et l'Espagne (330 ktep). La principale valorisation de la production du biogaz en France, relativement à la quantité d'énergie finale, est la production de chaleur¹⁶. Toutefois, l'évolution des chiffres fait apparaître une progression plus importante de l'électricité par rapport à la valorisation thermique qui stagne depuis quelques années (cf. Tableau 5). En effet, il est souvent difficile de trouver un débouché pour l'énergie thermique produite autour des zones de production de biogaz. Il existe en revanche des incitations à la production d'électricité verte, notamment via des tarifs d'achat revalorisés en 2006. Toutefois, la création d'un fonds chaleur est prévue pour 2009 (dotation de 50 M€ pour 2009) et pourrait inciter d'autres voies de valorisation du biogaz.

	Electricité (GWh)	Chaleur (GWh)
2002	397	677
2003	466	653
2004	490	653
2005	483	629
2006	523	629
2007	541	621

Tableau 5 - Valorisation du biogaz en France
 (source : EuroObservER 2008)

¹⁶ Ceci est lié notamment au rendement important de production de chaleur. La répartition des valorisations en fonction du nombre de sites produisant respectivement de l'électricité et de la chaleur donne un classement inverse.

Bien que leur contribution soit encore faible, il existe déjà des projets européens de valorisation du biogaz en carburant (Tableau 6)

Pays	Ville	Origine du biogaz	En opération depuis
France	Lille-Marquette	Boues de station d'épuration	1993 (aujourd'hui arrêtée)
	Lille-Sequedin	Biodéchets ménagers	Démarrage en cours
Allemagne	Jameln	Lisiers/cultures énergétiques ⁽¹⁾	2006
Islande	Reykjavik	Gaz de décharge	2005
Norvège	Fredrikstad	Boues de station d'épuration, déchets	2001
Espagne	Barcelone	Gaz de décharge	2005
Suède	Boras	Déchets ménagers et industriels, Boues de station d'épuration	2002
	Helsingborg	Lisiers de porc, biodéchets ménagers, déchets d'IAA, déchets d'abattoir et déchets de restauration	2002
	Stockholm	Boues de station d'épuration	2000/2003/2006
	Skovde	Boues de station d'épuration, Déchets d'abattoirs	2003
	Uppsala	Déchets de l'industrie alimentaire, fumiers, Boues de station d'épuration	1997/2002
	Trollhattan	Boues de station d'épuration, déchets ménagers	1996/2001
	Norrköping	Boues de station d'épuration	2004
	Eskilstuna	Boues de station d'épuration	2003
	Jonköping	Boues de station d'épuration, biodéchets industriels	2000
	Vasteras	Biodéchets ménagers, Boues de station d'épuration	2004
	Kristianstad	Biodéchets ménagers, fumiers industriels, Boues de station d'épuration	1999/2006
Linköping	Biodéchets ménagers, fumiers industriels, Boues de station d'épuration	1997/2002	
Suisse	Bachen-bülach	Biodéchets	1996
	Jona	Biodéchets	2005
	Lucerne	Boues de station d'épuration	2004
	Otelfingen	Biodéchets	1998
	Rumlang	Biodéchets	1995
	Samstagern	Biodéchets	1998

⁽¹⁾ L'utilisation de cultures énergétiques en Allemagne est un cas particulier et lié à la mise en place d'une prime aux producteurs en 2005.

**Tableau 6 - Liste des unités de méthanisation pour une utilisation biogaz carburant (non exhaustive).
(source : IEA Bioenergy, Task 37¹⁷)**

¹⁷ Source : IEA Bioenergy, Task 37 PERSSON M., JONSSON O., WELLINGER A., Biogas upgrading to vehicle fuel standards and grid injection, IEA Bioenergy, Task 37 – Energy from biogas and landfill gas, Décembre 2006.

1.3 Filières en débat : production de biogaz à partir de cultures énergétiques dédiées

Le biogaz peut être produit à partir de déchets fermentescibles. En outre, à moyen terme, un potentiel encore plus important pourrait être atteint grâce à l'utilisation de surfaces agricoles pour la production de cultures méthanisables (par exemple le Sorgho Biomasse), sous réserve que celles-ci ne soient pas en concurrence avec les filières alimentaires.

Il faut noter que la méthanisation présente un atout spécifique concernant la maîtrise nécessaire des intrants ; du fait que le produit organique (digestat ou métha-compost) peut être épandu sur les terres agricoles mobilisées pour les cultures énergétiques, en remplacement d'engrais chimiques.

1.4 Filières en perspective : gazéification de la biomasse

Un carburant peut aussi être produit à partir de biomasse ligno-cellulosique par une première étape de gazéification, suivie d'une étape de méthanation. Ce processus permet de produire du Substitute Natural Gas (SNG).

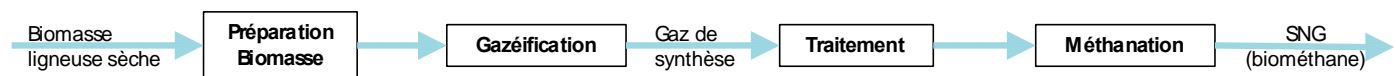


Figure 9 - Schéma de principe de la production de SNG
(source : GDF Suez)

Aujourd'hui, la gazéification et la méthanation sont technologiquement connues, mais doivent encore être adaptées à la biomasse ; la technologie de production de SNG est actuellement au stade de démonstration.

Cette filière, complémentaire de la production de biocarburants liquides de seconde génération, mobilise une biomasse différente de celle utilisée par la digestion anaérobie (plus de lignine et moins d'humidité). A long terme, elle permettrait donc d'atteindre un potentiel de biogaz carburant plus important que celui constitué uniquement par les déchets.

Cette technologie devrait se positionner favorablement parmi les technologies de production de biocarburants dits de seconde génération grâce à des rendements énergétiques élevés, supérieurs à 60%. Les tailles d'installation de production de biométhane carburant par cette filière seront inférieures à celles des installations de production de biocarburants liquides par procédé Fischer-Tropsch (>500 MWth), ce qui permet :

- un approvisionnement plus local en biomasse,
- une valorisation locale plus aisée de la chaleur co-produite.

En Europe, Repotec et PSI (Autriche), ainsi qu'ECN (Pays-Bas), développent cette technologie.

1.5 Synthèse

En France, le biogaz est aujourd'hui produit principalement à partir de ressources fatales. En effet, la digestion anaérobie permet à la fois de traiter les déchets et de produire de l'énergie.

Après une épuration adaptée, différentes voies de valorisation du biogaz sont envisageables : production de chaleur, production d'électricité ou production de carburant gazeux pour les véhicules automobiles.

Plébiscité dans d'autres pays européens (Suède ou Suisse par exemple), le biométhane carburant pourrait être davantage promu en France. Son développement est également lié au développement de la filière GNV, compte tenu de la complémentarité GNV/biométhane.

Dans la suite du présent document, les points clefs de la filière biométhane carburant sont détaillés :

- le potentiel de production,
- les aspects économiques de la filière,
- l'impact environnemental du biométhane carburant.

La dernière partie de ce document présente enfin des filières encore en devenir, comme celles basées sur la mobilisation de certaines cultures énergétiques, ou encore sur la gazéification de la biomasse lignocellulosique. Ces filières pourraient être utilisées pour augmenter le potentiel de production du biométhane carburant.

2 Potentiel des substituts au GNV issus de la biomasse

Cette deuxième partie a pour objectif de réaliser une synthèse sur le potentiel (ressources, technico-économique, environnemental) du biométhane pour un usage carburant.

2.1 Potentiel de production de biométhane carburant issu de ressources fatales

Le biométhane carburant est obtenu en épurant un biogaz qui peut être produit soit en décharge soit par méthanisation de ressources fatales ou dédiées.

Les ressources fatales, sur lesquelles l'accent est mis dans cette partie, peuvent être issues de trois principaux secteurs (Figure 10) : l'agriculture (résidus de récolte, effluents d'élevage), les collectivités (une part des ordures ménagères et déchets verts, boues de STEP etc.) et l'industrie (déchets de procédés de transformation, eaux de lavage etc.).

Une partie de ces déchets peut être recyclée (papiers, cartons notamment), une autre peut être utilisée comme apport de matière organique aux sols agricoles (enfouissement des pailles, épandage) ou également être valorisée en énergie (combustion de gaz de décharge, incinération, méthanisation).

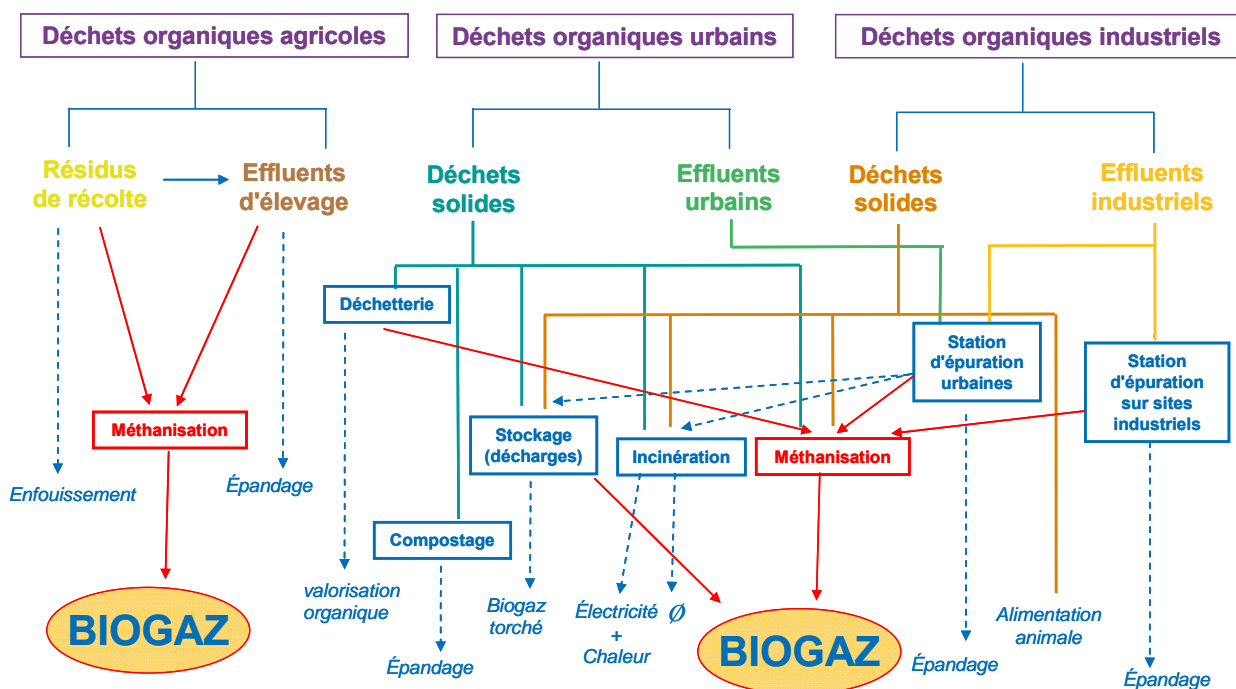


Figure 10 - Les ressources fatales fermentescibles en mesure d'alimenter la production de biométhane

Dans la suite de ce document, seront évalués :

- des potentiels de production de biométhane dont le calcul est basé sur l'estimation du gisement de ressources fatales fermentescibles actuel, ne tenant pas compte des spécificités de la filière biométhane carburant;
- un potentiel de production de biométhane carburant accessible sous des contraintes d'ordre technico-économiques, tenant compte notamment des spécificités de cette filière.

2.1.1 Potentiel actuel de production de biogaz à partir de ressources fatales

2.1.1.1 Définition des potentiels évalués

En fonction des valorisations existantes de chacun des déchets du gisement actuel (Figure 10) peuvent être définis :

- un "**potentiel total**" de biogaz produit à partir de la totalité du gisement de déchets fermentescibles produits, sans tenir compte des filières de valorisation actuelles,
- un "**potentiel hors valorisation**" de biogaz (ou potentiel minimum) produit à partir des déchets déjà valorisés en biométhane ainsi que des déchets non valorisés à l'heure actuelle (surplus de pailles, gaz de décharge torché, déchets incinérés sans production d'énergie etc.),
- un "**potentiel hors valorisation matière**" de biogaz (ou potentiel intermédiaire) excluant les déchets aujourd'hui recyclés pour une valorisation matière (industrie, amendement). Ce dernier potentiel fait l'hypothèse d'une volonté première de réduire la production de déchets, puis de valoriser énergétiquement les déchets non recyclés.

2.1.1.2 Potentiels de production de biogaz à partir de déchets urbains

Il convient de noter que seule la part organique des déchets des collectivités et des ménages peut être valorisée en biogaz. Dans la suite de ce paragraphe seront distinguées :

- la part solide de ces déchets, collectée par les services publics,
- la part d'effluents plus ou moins liquides, collectée par les systèmes d'assainissement et traitée en STEP urbaines.

a) *Gisement actuel de production de déchets organiques urbains*

La production de déchets non inertes non dangereux, classe au sein de laquelle sont entre autres intégrés les déchets organiques pouvant être valorisés en biogaz, représente en France moins de 20% de la production totale de déchets, intégrant les déchets inertes et les déchets dangereux (chiffres Ifen pour 2004 [1] : 71,2 Mt de déchets non inertes non dangereux sur un total de production de déchets de 414 Mt).

Au sein de ce gisement de déchets non inertes non dangereux, **les déchets des ménages et assimilés collectés par le service public** représentent en 2005 36,1 Mt (enquête collecte ADEME [2]), correspondant à 24,8 Mt d'ordures ménagères ainsi que 11,3 Mt issus d'autres types de collecte (collecte des déchets verts, encombrants et collecte en déchèteries).

Les déchets valorisables en biogaz correspondent à la part organique du gisement, désignée par le terme de FFOM (Fraction Fermentescible des Ordures Ménagères) et contenant :

- les biodéchets ménagers (déchets putrescibles alimentaires et de jardin), papiers (journaux, magazines, emballages), cartons (plats et ondulés), textiles non synthétiques et textiles sanitaires,
- les déchets ménagers résiduels, restant après collecte séparative (recyclables secs tels que papier-carton ou emballages et biodéchets résiduels),
- et enfin les déchets verts (tontes, feuilles), qui ne peuvent être méthanisés qu'en mélange avec d'autres ressources, compte tenu de leur plus faible potentiel méthanogène comparativement aux déchets précédemment cités.

Sur 24,8 Mt d'ordures ménagères et assimilées (déchets des artisans et commerçants), il est possible de considérer que le flux de matière organique représente 14,3 Mt brutes. A cela s'ajoutent les déchets verts et biodéchets collectés sélectivement (0,99 Mt en 2005) ou en déchèteries (2,56 Mt en 2005). Le gisement de déchets organiques solides des collectivités et des ménages est donc de 17,9 Mt brutes.

En tenant compte d'une composition moyenne de ce gisement (entre papiers, cartons, putrescibles, textiles et déchets verts), et des caractéristiques physiques de chaque type de déchets en termes de contenu en matière sèche et contenu en matière organique (Tableau 7), **le gisement théorique évalué de matière organique issue des déchets ménagers et assimilés est de 8,5 Mt MO.**

Caractérisation des déchets ménagers et assimilés en fonction de leur taux de matière sèche et organique			
		% MS	% MO
BIODÉGRADABLES	Putrescibles	44%	77%
	Papiers	68%	80%
	Cartons	70%	82%
	Complexe (brique alimentaire)	70%	60%
	Textiles	74%	92%
	Textiles sanitaires	74%	92%
	Bois	78%	95%
	Déchets verts	50%	79%
NON BIODÉGRADABLES	Plastiques	85%	90%
	Combustibles divers	85%	75%
	Verres	98%	2%
	Métaux	90%	1%
	Incombustibles divers	90%	1%
	Déchets spéciaux	90%	1%

Source : ADEME 2003

Tableau 7 - Caractérisation des déchets ménagers et assimilés en fonction de leur taux de matière sèche et organique

Pour ce qui est des effluents urbains, il est supposé que sur les 2 MtMO produites tous les ans ([3] Record, C. Couturier, 2004), 73% sont collectés par un réseau d'assainissement. Au sein de ce gisement, **la part méthanisable correspond aux boues, aux matières de vidanges et aux graisses qui représentent 0,82 MtMO** soit 56% de la matière organique totale contenue dans les effluents collectés.

b) Les valorisations existantes du gisement des déchets organiques urbains

D'après l'ADEME [2], 62% des 36,12 Mt de **déchets collectés par le service public** ont été valorisés en 2005 selon la répartition suivante :

- Valorisation matière (recyclage de la matière, éventuellement en passant au préalable par un centre de tri) : 19%,
- Valorisation organique (compostage des déchets organiques) : 12%,
- Valorisation énergétique (incinération avec récupération d'électricité et/ou de chaleur, production d'énergie à partir de biogaz de décharge, méthanisation) : 31%.

Le part non valorisée du gisement (38%) se répartit entre :

- Les déchets incinérés sans récupération d'énergie : 2%,
- Les déchets partant en centres de stockage de classe 2 (décharges aménagées pour le dépôt ou l'enfouissement de déchets ménagers ultimes et assimilés sur le sol ou dans des cavités) : 32%,
- Les déchets partant en centres de stockage de classe 3 (décharges réservées à l'accueil des déchets inertes) : 4%.

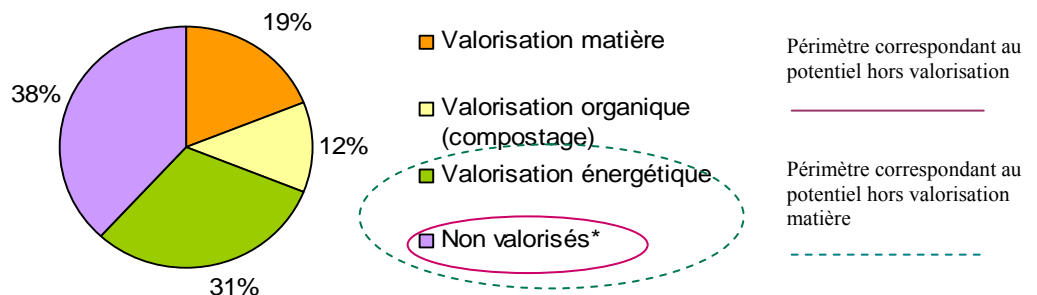


Figure 11 - Valorisation des déchets urbains collectés par les services publics en 2005

Le gisement plus restreint des ordures ménagères (24,82 Mt en 2005) et des biodéchets et déchets verts collectés sélectivement est valorisé quant à lui à 68%. La part valorisée par méthanisation correspond à 2% des biodéchets et déchets verts issus des collectes sélectives (soit 19,8 kt) auxquels s'ajoutent 0,3% des ordures ménagères résiduelles (soit 50 kt).

Par ailleurs, il convient de noter qu'une partie des déchets stockés (stockage de classe 2) est valorisée via la récupération du biogaz de décharge. Le taux de récupération du biogaz produit en décharges est estimé pour la France en 2005 à 60% soit 656 kt CH₄ ([4] Solagro, Janvier 2008). 18% du biogaz récupéré (soit 119 ktCH₄) est converti en énergie (électricité ou chaleur) et 82% est torché, si bien que le taux de valorisation énergétique du biogaz produit en décharge est de 11% environ.

En ce qui concerne les **effluents urbains** collectés, 82% des boues de STEP ont été valorisées en 2004 : 44% ont été épandues, 17% incinérées et 21% déposées en centres de stockage ([1] chiffres Ifen pour la France en 2004). La production de biométhane en STEP a été de 77 ktep (EurObserv'ER [5]) en France en 2005, ce qui constitue la seconde source principale de production, après le biogaz de décharge. Dans la mesure où la majorité des incinérateurs en France sont équipés de systèmes de production d'électricité ou de chaleur, il est considéré que la part incinérée est valorisée énergétiquement.

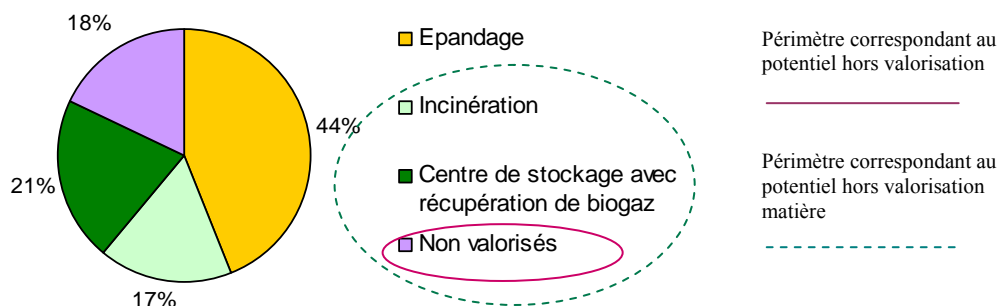


Figure 12 - Valorisation des effluents urbains en 2004

c) Bilan sur les potentiels de production de biométhane à partir de déchets urbains

En reprenant les chiffres présentés dans le paragraphe précédent, la mobilisation de l'intégralité du gisement actuel de déchets fermentescibles urbains conduit à un **potentiel total de 9,32 Mt MO, soit 2,3 Mtep** en considérant les potentiels méthanogènes suivants :

- Ordures ménagères résiduelles et biodéchets : 262 ktep / Mt MO,
- Déchets verts : 127 ktep / Mt MO.

Au sein de ce potentiel total, les contributions de la production de biogaz à partir de déchets solides et d'effluents urbains sont respectivement de 2,1 et 0,22 Mtep.

En soustrayant à cela la part du gisement valorisée à l'heure actuelle (recyclage de la matière, compostage, valorisation en électricité ou chaleur via incinération) et en ne retenant que la part non valorisée ainsi que celle déjà valorisée en biogaz, le **potentiel minimum de production de biométhane à partir de déchets urbains est de 1,4 Mtep¹⁸ ("potentiel hors valorisation")**.

Pour le potentiel minimum, les contributions de la production de biogaz à partir de déchets solides (principalement le biogaz de décharge) et d'effluents urbains sont respectivement de 1,2 et 0,22 Mtep. Il convient de noter que la récupération et la valorisation de l'intégralité de la production de biogaz en décharge représente à elle seule 1,1 Mtep.

Enfin, en supposant la mobilisation de l'intégralité du gisement de déchets urbains (potentiel total) à l'exception de la part aujourd'hui recyclée pour une valorisation matière (incluant notamment l'amendement), le **potentiel intermédiaire de production de biométhane à partir de déchets urbains s'élève à 1,8 Mtep ("potentiel hors valorisation matière")**. Ce potentiel est essentiellement composé du biogaz de décharge (1,1 Mtep) ainsi que du biogaz pouvant être produit à partir des déchets solides aujourd'hui incinérés. La contribution de la production à partir d'effluents urbains est la même que pour le calcul des 2 précédents potentiels (0,22 Mtep), dans la mesure où il est considéré que l'épandage des boues de STEP est une filière de traitement des déchets plutôt qu'une filière de valorisation matière. Selon cette approche, la valorisation en biogaz de cette ressource est donc privilégiée à l'épandage et donc comptabilisée dans les potentiels totaux, "hors valorisation" et "hors valorisation matière".

¹⁸ En considérant les mêmes potentiels méthanogènes que ceux précédemment cités

2.1.1.3 Potentiels de production de biogaz à partir de déchets industriels

a) Gisement actuel de production de déchets organiques industriels

En France, 21,7 Mt de déchets non dangereux et non inertes (classe intégrant entre autres les déchets industriels organiques pouvant être valorisés en biogaz) ont été produits par les industries hors IAA¹⁹ en 2005 (Tableau 8, cf [6]). Ces déchets sont collectés séparément des déchets ménagers et assimilés, soit par des entreprises privées (à plus de 85% en 2004 selon l'ADEME) et plus rarement par l'entreprise elle-même ou les services municipaux. Au sein de ce gisement, les **déchets organiques correspondent aux biodéchets industriels** (notamment déchets de restauration) **ainsi qu'à la fraction fermentescible des DIB** (Déchets Industriels Banals).

Compte tenu de la part en matériaux méthanisables (papiers, cartons et textiles) et des caractéristiques physiques de chaque type de déchets (Tableau 7), **le potentiel de déchets méthanisables produits par les industriels hors IAA est de 4,0 Mt soit 2,3 Mt MO**. Les matériaux en mélange et matériaux indifférenciés sont écartés du gisement organique, faute de données disponibles sur le contenu en matière organique de cette part du gisement (constituée le plus souvent de papiers, de cartons et de plastique). Le bois est également écarté car difficilement méthanisable.

Production de déchets non dangereux non inertes par l'industrie en France en 2004 (hors déchets organiques des IAA) *			
	Mt [a]	Mt MS	Mt MO
Métaux	3,864	3,478	-
Verre	0,222	0,218	-
Papiers / cartons	3,881	2,678	2,169
Caoutchouc	0,080	n.d	n.d
Plastiques	0,784	0,666	-
Bois	6,515	5,082	4,828
Textiles	0,165	0,122	0,112
Matériaux mélangés et matériaux indifférenciés	6,200	n.d	n.d
TOTAL	21,7		2,3
TOTAL déchets biodégradables	4,0		2,3

Source : [a] ADEME, "Evaluation de la production nationale des déchets non dangereux des entreprises en 2004, Etablissements industriels et commerciaux de 10 salariés et plus"

* Sont exclus de ces chiffres les déchets automatiquement recyclés par les procédés de fabrication de l'établissement qui les ont générés.

Tableau 8 - Évaluation du gisement de déchets organiques produits par les industries en France en 2004, hors IAA

Dans le secteur agroalimentaire, le gisement de déchets solides (déchets des procédés de transformation de matières végétales et animales pour la plupart) est évalué sur la base d'estimations pour l'année 2000 ([3] Record, C. Couturier, 2004) actualisées en 2004 au moyen de taux de croissance par industrie ([7] Agreste, 2002). **La production de déchets organiques par les IAA en France est donc estimée à 48,4 Mt brutes soit 8,6 Mt MO** (Tableau 9).

¹⁹ Industries Agro-Alimentaires

Production de déchets organiques des IAA en 2004						
	Production 2000 [a]		Evolution de production annuelle [b]	Production 2004 actualisée		taux de valorisation [b]
	Mt brutes	Mt MO		Mt brutes	Mt MO	
Viandes	3,2	1,3	1,8%	3,4	1,4	94%
Poisson	0,2	0	1,8%	0,2	0,0	75%
Fruits et légumes	0,8	0,2	2,1%	0,9	0,2	82%
Corps gras végétaux + animaux	1,4	0,7	1,9%	1,5	0,8	99%
Lait	11,2	0,7	0,4%	11,4	0,7	86%
Grains, produits amylacés	1,8	1,5	3,1%	2,0	1,7	100%
Fabrication pâtes	0,1	0	0,4%	0,1	0,0	0%
Sucrierie	26,1	3,1	-0,2%	25,9	3,1	98%
Boissons	3,1	0,8	-1,1%	3,0	0,8	58%
TOTAL Déchets organiques IAA	47,9	8,3		48,4	8,6	92%

Sources : [a] Record, C. Couturier - Potentiel et facteurs d'émergence de la récupération du biogaz et des gaz fatals, Octobre 2004. [b] Agreste, L'agriculture, la forêt et les industries agroalimentaires, 2002.

Tableau 9 - Évaluation du gisement de déchets organiques produits par les IAA en France en 2004

Le gisement total de déchets organiques solides produits par les industries en France en 2004 représente donc 10,9 Mt MO.

Par ailleurs, les industries de transformation produisent des effluents chargés en matière organique dissoute ou en suspension, générés par le process lui-même ou par les eaux de lavage, ou souvent un mélange des deux. Ces effluents font l'objet d'un traitement avant rejet dans le milieu naturel. Celui-ci est réalisé sur le site de production ou en station d'épuration communale (les effluents des grands sites IAA sont par exemple généralement traités en STEP communale).

En 2000, sur un gisement théorique de 1,7 Mt MO issu des effluents industriels, 1,3 Mt MO ont été récupérées ([3]). Cette même année, 80 kt MO ont été traitées par méthanisation, produisant ainsi 26 ktep de biogaz (Tableau 10).

Gisement théorique brut de matière organique produite par les effluents industriels en 2000, par grande filière [a]					
Mt MO / an	Gisement brut théorique	Pollution retirée	Rejet	Rendement épuratoire	Pollution traitée par méthanisation en 2000
IAA Produits carnés	0,11	0,09	0,02	79%	0
IAA Produits laitiers	0,21	0,17	0,04	79%	0,01
IAA Produits végétaux	0,73	0,58	0,15	79%	0,04
Cuir et peau	0,02	0	0,02	22%	0
Industrie du textile	0,05	0,03	0,02	55%	0
Industrie du papier	0,4	0,36	0,04	93%	0,02
Industrie chimique	0,15	0,11	0,04	75%	0,01
TOTAL	1,7	1,3	0,3	80%	0,08

Source : [a] Record, C. Couturier - Potentiel et facteurs d'émergence de la récupération du biogaz et des gaz fatals, Octobre 2000, recoupant des données des Agences de bassin et ADEME.

Tableau 10 - Évaluation du gisement de matière organique contenue dans les effluents industriels en 2000

b) Les valorisations existantes du gisement des déchets organiques industriels

D'après l'ADEME, 80,4% des déchets industriels non dangereux produits en France (hors IAA) sont dirigés vers une filière de valorisation en 2004 (Tableau 11), soit la valorisation matière ou le tri (68,4%), soit la valorisation énergétique (12%). Il convient cependant de remarquer que ces chiffres se rapportent à la destination du déchet en sortie des établissements qui les génèrent. Le tri est donc présenté comme une filière de valorisation, même si les déchets triés se répartissent ensuite entre les différentes filières de valorisation finale (valorisation matière et énergétique) et autres filières de traitement des déchets (incinération sans récupération d'énergie, décharge).

Valorisation des déchets non dangereux produits par l'industrie en France en 2004 (hors déchets organiques des IAA)																
	Tri		Valorisation matière		Valorisation énergétique		Incinération		Décharge		Autre		Non renseigné		TOTAL	
	Mt	%	Mt	%	Mt	%	Mt	%	Mt	%	Mt	%	Mt	%	Mt	%
Métaux	0,21	5%	3,61	93%	0,00	0%	0,00	0%	0,02	0%	0,02	0%	0,01	0%	3,86	100%
Verre	0,04	18%	0,15	69%	0,00	1%	0,00	0%	0,01	5%	0,00	0%	0,01	6%	0,22	100%
Papiers / cartons	1,20	31%	2,33	60%	0,04	1%	0,03	1%	0,10	2%	0,10	3%	0,09	2%	3,88	100%
Caoutchouc	0,02	19%	0,03	34%	0,00	5%	0,00	3%	0,03	40%	0,00	0%	0,00	0%	0,08	100%
Plastiques	0,14	18%	0,40	51%	0,03	4%	0,01	1%	0,15	19%	0,00	0%	0,06	7%	0,78	100%
Bois	0,24	4%	3,97	61%	1,81	28%	0,19	3%	0,06	1%	0,02	0%	0,24	4%	6,52	100%
Textiles	0,03	16%	0,12	71%	0,00	1%	0,00	1%	0,02	11%	0,00	0%	0,00	1%	0,17	100%
Matériaux mélangés et matériaux indifférenciés	1,60	26%	0,78	13%	0,71	11%	0,20	3%	2,05	33%	0,00	0%	0,87	14%	6,20	100%
TOTAL	Mt	3,47	11,38		2,60		0,43		2,43		0,14		1,27		21,7	
	% de la production totale	16,0%	52,4%		12,0%		2,0%		11,2%		0,6%		5,8%		100%	

Source : ADEME, "Evaluation de la production nationale des déchets non dangereux des entreprises en 2004, Etablissements industriels et commerciaux de 10 salariés et plus"

Tableau 11 - Valorisation des déchets non dangereux produits par les industries hors IAA en France en 2004

Afin d'évaluer le taux et le type de valorisation finale des déchets biodégradables de ce gisement (papiers, cartons et textiles²⁰), il est considéré que les déchets triés sont orientés vers les filières de valorisation matière, énergétique et vers les autres traitements (incinération, décharge, autre et non renseigné) dans les mêmes proportions que les déchets non triés (Tableau 12).

Valorisation des déchets organiques produits par l'industrie en France en 2004 (hors déchets organiques des IAA)														
	Valorisation matière		Valorisation énergétique		Incinération		Décharge		Autre		Non renseigné		TOTAL	
	Mt	%	Mt	%	Mt	%	Mt	%	Mt	%	Mt	%	Mt	%
Papiers / cartons non triés	2,33	87%	0,04	2%	0,03	1%	0,10	4%	0,10	4%	0,09	3%	2,68	100%
Papiers / cartons triés	1,04	87%	0,02	2%	0,01	1%	0,04	4%	0,04	4%	0,04	3%	1,20	100%
Textiles non triés	0,12	84%	0,00	1%	0,00	1%	0,02	13%	0,00	0%	0,00	1%	0,14	100%
Textiles triés	0,02	84%	0,00	1%	0,00	1%	0,00	13%	0,00	0%	0,00	1%	0,03	100%
TOTAL	Mt	3,51	0,06		0,05		0,16		0,14		0,13		4,0	
	% de la production totale	86,7%	1,5%		1,1%		3,9%		3,5%		3,1%		100%	
TOTAL	Mt MO	1,98	0,03		0,03		0,09		0,08		0,07		2,3	
	% de la production totale	86,7%	1,5%		1,1%		4,0%		3,5%		3,1%		100%	

Tableau 12 - Valorisation des déchets organiques produits par l'industrie en France en 2004 (hors IAA)

88,3% des déchets organiques sont recyclés (valorisation matière : 86,7%) ou valorisés énergétiquement (1,5%). En considérant que la part du gisement dont la filière de traitement n'est pas connue (3,5%) n'est pas valorisée, il est estimé que 11,7% (soit 0,47 Mt ou 0,27 Mt MO) des déchets organiques solides produits par les industries hors IAA en France ne sont pas valorisés.

²⁰ Pour rappel, les matériaux en mélange et matériaux indifférenciés sont écartés du gisement organique, faute de données disponibles sur le contenu en matière organique de cette part du gisement (constituée le plus souvent de papiers, de cartons et de plastique). Le bois est également écarté car difficilement méthanisable.

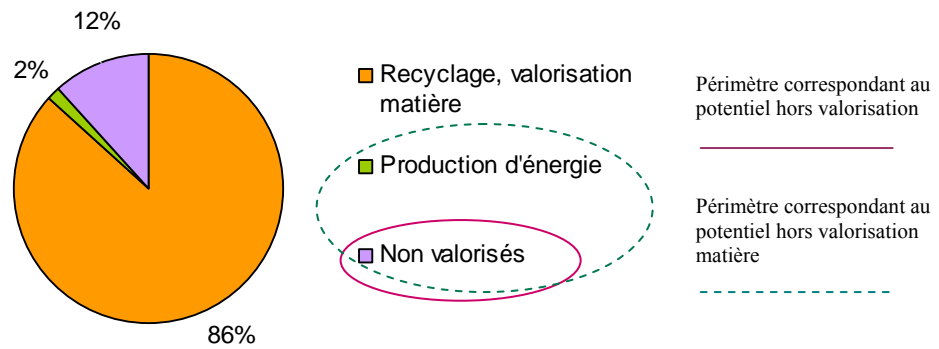


Figure 13 - Valorisation des déchets industriels hors IAA en 2004

Dans le secteur agroalimentaire, il est estimé que 92% des déchets organiques solides sont valorisés (Tableau 13), majoritairement dans l'alimentation animale (85%) et dans une bien moindre mesure épandus (2%) ou utilisés dans l'industrie (les sous-produits de l'industrie des corps gras peuvent par exemple être utilisés en lipochimie : 5%). La méthanisation des déchets industriels solides est aujourd'hui peu développée, l'essentiel des déchets industriels traités par méthanisation étant les boues fermentescibles contenues dans les effluents.

La valorisation des déchets des IAA						
	2000 [a]			2004 (valeurs calculées à partir des proportions 2000)		
	Produits Carnés	Produits laitiers	Produits végétaux	Produits Carnés	Produits laitiers	Produits végétaux
	Mt MO	Mt MO	Mt MO	Mt MO	Mt MO	Mt MO
Alimentation animale	1	0,6	5,4	1,1	0,6	5,6
Épandage	0,1	0	0,1	0,1	0	0,1
Industrie	0	0	0,4	0,0	0	0,4
TOTAL VALORISE Mt MO	1,1	0,6	5,9	1,2	0,6	6,1
%	92%			92%		
TOTAL NON VALORISE Mt MO	0,7			0,7		
%	8%			8%		

Source : [a] Record, C. Couturier - Potentiel et facteurs d'émergence de la récupération du biogaz et des gaz fatals, Octobre 2004.

Tableau 13 - Évaluation des taux de valorisation des déchets organiques IAA en 2004

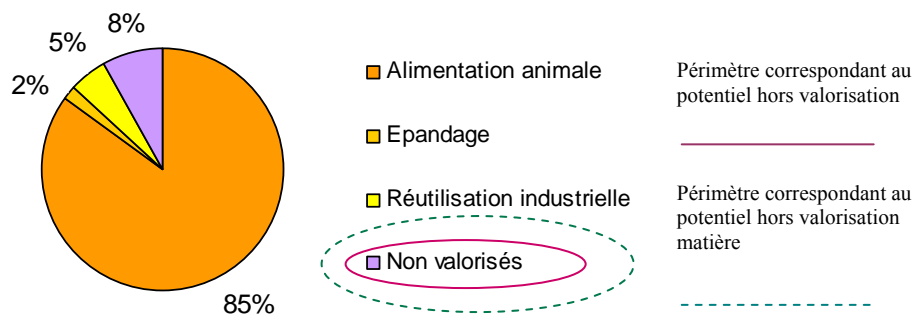


Figure 14 - Estimation de la valorisation des déchets industriels des IAA en 2004

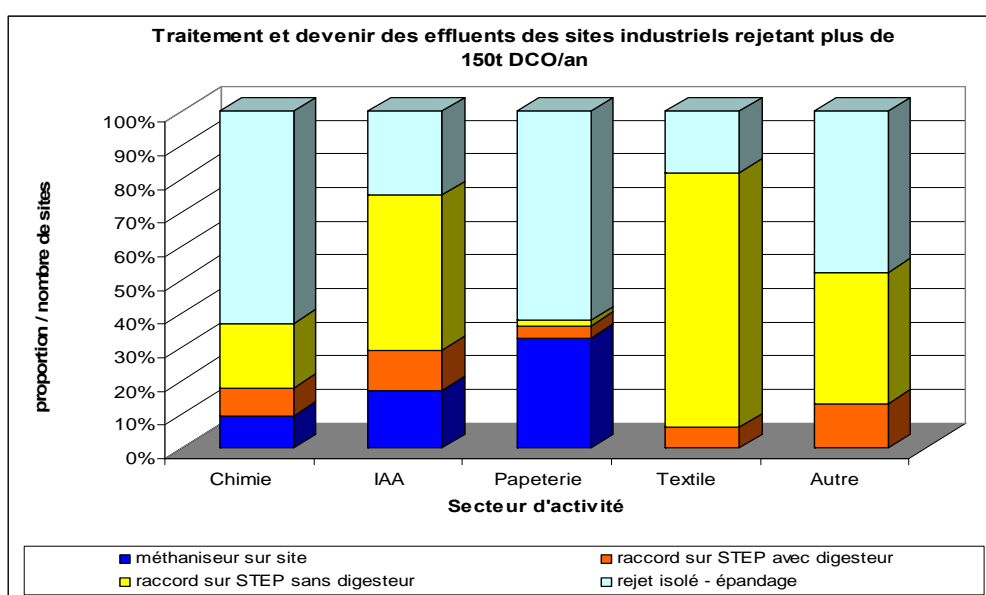
Par ailleurs, les effluents industriels peuvent être traités sur site par méthanisation, épandus, rejetés ou dirigés vers une STEP équipée ou non d'un méthaniseur.

Compte tenu de la part respective de ces filières de traitement au sein de chaque industrie (Figure 15, [8]) et de la contribution de chaque industrie dans le gisement total d'effluents urbains (Tableau 10, en assimilant les "Autres industries" de la Figure 15 au secteur Cuir et peau), il est estimé en ordre de grandeur que :

- 15% des effluents industriels sont émis sur un site équipé d'un méthaniseur;
- 35% des effluents industriels sont dirigés vers une STEP sans digesteur,
- 10% des effluents industriels sont dirigés vers une STEP équipée d'un digesteur;
- 40% des effluents industriels sont rejetés (rejet isolé) ou épandus.

En 2004, le nombre de digesteurs était estimé à 130 dans l'industrie traitant les effluents (boues fermentescibles) avec ([8], AND International, 2004) :

- une prédominance des IAA (73% des sites industriels équipés de méthaniseurs),
- une pénétration significative dans l'industrie papetière (19% des sites industriels équipés de méthaniseurs),
- une présence dans l'industrie chimie (8% des sites industriels équipés de méthaniseurs).



Source : [8] AND International, Gaz de France, ADEME, 2004

Figure 15 - Valorisation des effluents industriels en France

Pour la suite du calcul, il est considéré que :

- les effluents industriels émis sur un site équipé d'un méthaniseur ainsi que ceux dirigés vers une STEP équipées d'un digesteur sont méthanisés,
- les effluents dirigés vers une STEP non équipée d'un digesteur sont valorisées dans les mêmes proportions que mentionnées précédemment (paragraphe dédié au traitement des effluents urbains) en excluant la méthanisation.

Par conséquent, la répartition des filières de traitement des effluents industriels est la suivante :

- 68% des boues soit 0,88 Mt MO sont rejetées, épandues ou stockées,
- 25% des effluents sont méthanisés soit 0,32 Mt MO,
- 7 % des boues sont incinérées soit 0,095 Mt MO.

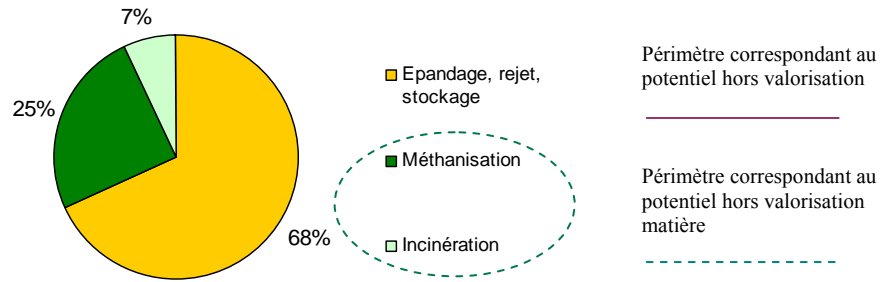


Figure 16 - Valorisation des effluents industriels en 2004

c) Bilan sur les potentiels de production de biométhane à partir de déchets industriels

La mobilisation de l'intégralité du gisement actuel de déchets fermentescibles industriels conduit à un **potentiel total de 12,2 Mt MO, soit 3,2 Mtep** en considérant un potentiel méthanogène moyen de 262 ktep/Mt MO.

Au sein de ce potentiel total, les contributions de la production de biogaz à partir de déchets solides et d'effluents urbains sont respectivement de 2,85 et 0,35 Mtep.

En soustrayant à cela la part du gisement valorisée à l'heure actuelle (recyclage de la matière, valorisation en alimentation animale, épandage, valorisation en électricité ou chaleur via incinération) et en ne retenant que la part non valorisée ainsi que celle déjà valorisée en biogaz, le **potentiel minimum de production de biométhane à partir de déchets industriels est de 0,58 Mtep ("potentiel hors valorisation")**.

Pour ce potentiel minimum, les contributions de la production de biogaz à partir de déchets solides et d'effluents industriels sont chacune de 0,3 Mtep environ.

Enfin, la mobilisation de l'intégralité du gisement de déchets industriels (potentiel total) à l'exception de la part aujourd'hui recyclée pour une valorisation matière (incluant notamment l'alimentation animale), donne un **potentiel intermédiaire de production de biométhane à partir de déchets industriels de 0,61 Mtep ("potentiel hors valorisation matière")**. Il convient de noter que ces 2 derniers potentiels sont à très peu de choses près identiques car la part des déchets valorisée énergétiquement (à laquelle l'écart entre les potentiels "hors valorisation" et "hors valorisation matière" est directement lié) est très faible.

Enfin, de même que pour les boues de STEP urbaines, la contribution de la production à partir d'effluents industriels est quasiment la même que pour le calcul des 2 précédents potentiels (0,33 à 0,35 Mtep), dans la mesure où il est considéré que l'épandage des boues est une filière de traitement des déchets plutôt qu'une filière de valorisation matière. Selon cette approche, la valorisation en biogaz de cette ressource est donc privilégiée à l'épandage et donc comptabilisée dans les potentiels totaux, "hors valorisation" et "hors valorisation matière".

2.1.1.4 Potentiels de production de biogaz à partir de déchets agricoles

a) Gisement actuel de production de déchets organiques agricoles

En pratique le biogaz agricole, qu'il soit produit sur l'exploitation ou en installation collective, n'est pas uniquement issu de résidus agricoles mais aussi de déchets des Industries Agroalimentaires (en France) ou de cultures dédiées (en Allemagne par exemple), pour des raisons économiques et techniques (taux de matière sèche maximale pour le fonctionnement du malaxeur par exemple).

Ce paragraphe ne concerne que le gisement de déchets agricoles méthanisables, les déchets IAA ayant été évoqués précédemment, tandis que les cultures dédiées sont évoquées en 2.4 et 2.5.

Les termes de résidus agricoles regroupent l'ensemble des sous-produits de récolte et de l'élevage qui n'ont pas de débouchés commerciaux ni de valorisation identifiée sur l'exploitation.

Parmi les **sous-produits de récolte** se retrouvent les issus de silo, mais aussi les surplus de pailles non valorisés, les tiges de maïs grain et tiges d'oléo-protéagineux, les fanes de betterave etc. A partir des données de récoltes annuelles de ces cultures il est possible de déterminer la quantité de résidus et leurs taux de matière organique (Tableau 14).

	Surface Mha	Millions de tonnes de matière organique
TOTAL	12,2	44,7
Blé	5,1	17
Autres céréales	2,1	6,9
Maïs grain	1,8	6,7
Colza	1,4	6,5
Tournesol	0,8	3,8
Pois protéagineux	0,5	1,6
Autres oléagineux et protéagineux	0,1	0,2
Betterave industrielle	0,4	2,1

Source : CLER (Comité de Liaison des Énergies Renouvelables)

Tableau 14 - Tonnages de matières organiques contenus dans l'ensemble des résidus de cultures issues des récoltes de la campagne 2006

L'ensemble de ces résidus de culture produits chaque année totalise près de **45 Millions de tonnes de matière organique**.

Dans la catégorie des **effluents d'élevage**, se trouvent les déjections animales déposées sur la part de pailles récoltées valorisée en litières, et récupérées sous forme de fumier, ainsi que les lisiers.

La production annuelle de déjections animales est estimée à 26 Mt MO dont environ la moitié est laissée aux champs lors des périodes de pâturage. L'autre moitié correspond aux déjections composant les effluents récupérés dans les bâtiments d'élevage, ce gisement s'élève ainsi à **13,5 Mt MO** de lisier (2,5 Mt MO) et déjections sur litière (11 Mt MO).

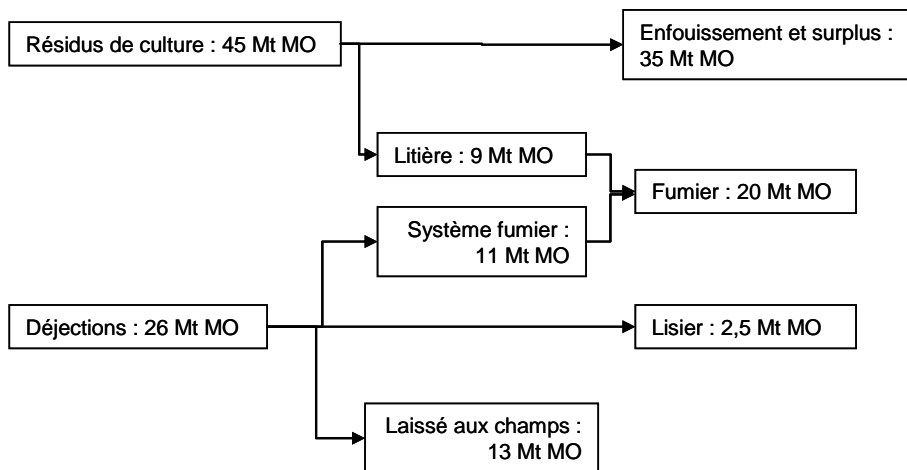
b) Les valorisations existantes du gisement des déchets organiques agricoles

Le principal débouché des pailles de céréales (essentiellement blé et orge) est la **litière d'élevage** et l'aliment d'appoint en période de sécheresse notamment. Environ la moitié des pailles de céréales sont récoltées pour une utilisation en litière, soit 9 Mt MO par an. Ces pailles de litière sont ensuite récupérées après usage sous forme de fumier.

Les surplus de pailles, notamment dans les régions à dominante céréalière avec une faible activité d'élevage, ainsi que l'ensemble des autres résidus de culture, sont pour la plupart **enfouis** dans le sol lors de la préparation des parcelles pour la culture suivante. L'ensemble de ce surplus et résidus enfouis représente environ 35 Mt MO par an (Figure 17). L'enfouissement des résidus a de nombreux avantages agronomiques notamment sur les propriétés physiques et biologiques du sol ainsi qu'un rôle d'amendement pour la culture suivante. D'après des estimations de l'INRA (JC. Sourie – La Chimie Verte), pour un sol agricole moyen, une part minimum de 17% des résidus de culture doit être restituée au sol pour amendement (il est estimé qu'environ 15% des résidus de culture enfouis contribuent à la formation de l'humus). En effet, si l'enfouissement des pailles permet de limiter les risques de battance et de tassement des sols, le sol ne peut minéraliser sur l'année la totalité de l'humus incorporé (100 à 150 kg d'humus par tonne de paille). Par ailleurs, suivant la nature de sols et les rotations, 25 à 75% de l'azote contenu dans les pailles aurait une valeur fertilisante pour la culture suivante. Une fraction de pailles enfouie se retrouve en **surplus** et reste donc exportable.

Une part relativement marginale de ce surplus de paille participe également au développement de filières **combustibles** pour la cogénération biomasse (projets CRE2) et la production de chaleur individuelle et collective par l'utilisation de granulés. Les volumes mobilisés en 2006 sont ici considérés comme négligeables.

En dehors de la méthanisation et du compostage qui sont aujourd'hui des valorisations de niche, les effluents d'élevage sont en grande majorité épandus en tant qu'**amendement** ou **fertilisant** sur les parcelles de culture ainsi que sur les prairies. Au total 20 Mt MO de fumier (composées de 9 Mt de paille de litière et 11 Mt de déjections), et 2,5 Mt de lisier épandues sur parcelles agricoles (Figure 17) sont comptabilisées.



Source : d'après Solagro, 2008

Figure 17 - Principales voies de valorisation des déchets agricoles et les tonnages correspondant

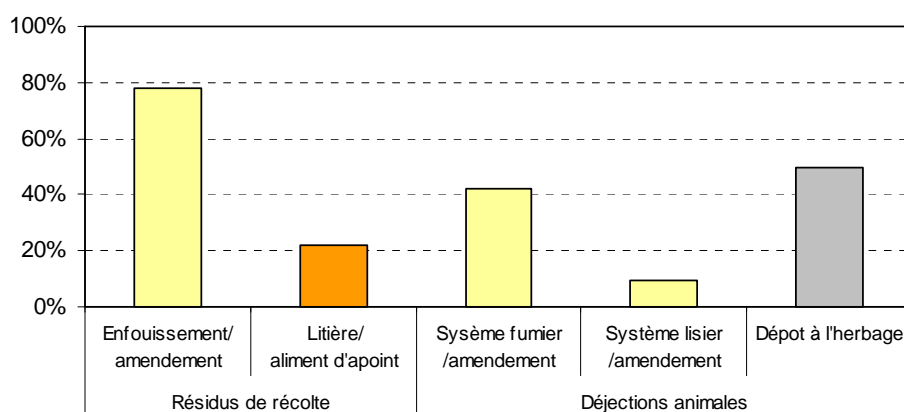


Figure 18 - Valorisation des déchets agricoles

Le retour au sol s'avère être la valorisation finale de la majorité de ces résidus agricoles. Il convient de rappeler que la production de biogaz induit elle-même la production d'un digestat, correspondant environ au tiers en masse de la matière organique biodégradable de la charge du méthaniseur qui n'a pas été intégralement digérée. Ce digestat est composé de matière organique humifiée, d'éléments fertilisants et d'eau, lui conférant ainsi un pouvoir fertilisant qui pourrait permettre de s'affranchir, au moins en partie, du débouché amendement/fertilisation des résidus agricoles par retour au sol. Une telle hypothèse permettrait alors de dégager une part plus importante de résidus valorisables en énergie.

c) *Bilan sur les potentiels de production de biométhane à partir de déchets agricoles*

Sans tenir compte de la valorisation finale des résidus agricoles en amendement, le potentiel total permettrait de mobiliser l'ensemble des surplus de pailles et résidus de récolte enfouis (35 Mt MO), l'ensemble du fumier (20 Mt MO) et l'ensemble du lisier (2,5 Mt MO), et s'élèverait ainsi à 57,5 Mt MO. Ce potentiel revient à considérer que l'épandage des digestats issu du biogaz produit à partir de ces déchets permettrait de bénéficier des mêmes avantages agronomiques que l'épandage et permettrait ainsi de s'en affranchir totalement.

Pour les effluents d'élevage, en prenant comme hypothèses une dégradabilité moyenne de 50% et une productivité de 500 m³ de méthane par tonne de matière organique dégradée [9], le potentiel énergétique est de 5,3 Mtep en valeur PCs (1 m³(n) de méthane = 39,82 MJ).

Pour les résidus de culture, la dégradabilité moyenne est de 40% seulement (coefficient de digestibilité de la paille de blé) [9]. Le potentiel énergétique est de 6,6 Mtep en valeur PCs.

Ce potentiel total s'élève ainsi à 11,9 Mtep PCs ou **10,7 Mtep PCI**, avec les technologies actuelles.

Le taux de dégradation des pailles (et des fumiers) doit par ailleurs pouvoir être significativement amélioré, puisqu'environ la moitié de la cellulose et de l'hémicellulose reste dans le digestat.

En soustrayant à ce potentiel total les résidus faisant l'objet d'une valorisation identifiée comme le retour au sol pour bénéficier des avantages agronomiques de l'enfouissement, le "potentiel hors valorisation" mobilise uniquement la part des pailles considérées en surplus et exportable.

Pour évaluer la quantité de paille exportable de nombreux paramètres doivent être pris en compte :

- le bilan humique des parcelles
- le type de sol
- le système de cultures
- l'évaluation des risques de battance et de tassement
- l'importance de l'azote post-récolte
- le type de travail du sol et la présence ou non de cultures intermédiaires
- la présence de jachère longue durée, etc.

En pratique, chaque exploitant agricole, en fonction des éléments repris ci-dessus, est à même de décider s'il valorise ou non une partie de ses pailles dans l'usine de production d'énergie.

Pour une approche globale à l'échelle nationale, le ratio défini précédemment peut être utilisé. Ainsi sur les 45 Mt MO de résidus de récolte produits chaque année, 17% au minimum doivent être laissés au sol, soit près de 8 Mt MO. Le potentiel de résidus mobilisables passe donc de 35 Mt MO à 27 Mt MO. Un tel gisement permet d'obtenir un "**potentiel hors valorisation**" de **5 Mtep** de biogaz.

Ce potentiel revient à considérer que les digestats issus de la production de biogaz ne permettent pas d'obtenir les mêmes avantages que l'enfouissement des pailles ou l'épandage des effluents.

Par rapport à l'effluent de départ, le digestat présente un rapport carbone/azote plus faible, principalement dû à l'émission de carbone sous forme de biogaz. Le digestat est alors plus pauvre en matière organique. Néanmoins, la matière organique résiduelle non digérée (lignine, précurseurs d'humus) va pouvoir, de retour au sol, être colonisée par de nouveaux micro-organismes pour former des composés humiques s'ajoutant à l'humus déjà présent dans le sol.

Quant à l'azote contenu dans le fumier ou le lisier, il est intégralement conservé lors de la méthanisation. Il change néanmoins de forme en passant d'une forme organique dans les effluents à une forme minérale NH₃ plus facilement assimilable par les plantes mais très volatile et facilement lessivable.

En définitive, lors de la digestion, la minéralisation de l'azote et du phosphore, et la diminution de la phytotoxicité des substrats ont des conséquences positives sur la valeur fertilisante du digestat, pouvant dans certains cas conduire à des améliorations de rendement. Certains critères d'efficacité nécessitent néanmoins un retour d'expérience significatif pour être évalués, à savoir : les effets sur les propriétés physiques et biologiques du sol (rétention d'eau, porosité, pH, résistance à la compaction, activité biologique etc.), le devenir de la matière organique résiduelle (humification, minéralisation etc.), et également les résultats économiques des exploitations qui travaillent avec des digestats.

Dans une fourchette de potentiel sans et avec valorisation des digestats allant de 5 à 10,7 Mtep respectivement, le **potentiel intermédiaire** ne prenant pas en compte la valorisation matière non substituable des résidus agricoles (c'est-à-dire la part d'enfouissement et d'épandage d'effluents qui ne pourrait être remplacée par l'épandage des digestats) **serait probablement plus proche de 10 Mtep que de 5 Mtep de biogaz.**

2.1.1.5 Bilan chiffré sur le potentiel actuel de production de biogaz à partir de ressources fatales

En tenant compte uniquement de la disponibilité des ressources fatales, **la production potentielle de biogaz s'échelonne de 7 à 16 Mtep** (millions de tonnes équivalent pétrole). Le secteur agricole semble être de loin la première source de déchets organiques, suivi par le secteur industriel du point de vue de la production de déchets, mais par les collectivités du point de vue des déchets valorisables en énergie (une part importante des déchets organiques industriels étant aujourd'hui déjà valorisée en alimentation animale, en compost ou recyclée).

Le potentiel intermédiaire hors valorisation matière s'élève à près de 2,44 Mtep pour les secteurs urbains et industriels, auxquelles peut s'ajouter un potentiel intermédiaire agricole correspondant à la quantité de biogaz produit par les déchets réellement substituables par l'épandage des digestats issus de la méthanisation. Dans l'hypothèse où l'épandage des digestats permettrait de s'affranchir intégralement de l'épandage des effluents et de l'enfouissement des pailles, ce potentiel intermédiaire agricole serait proche du potentiel total. Le potentiel intermédiaire tous secteurs confondus avoisinerait alors les 13 Mtep.

		Potentiel total	Potentiel hors valorisation matière	Potentiel hors valorisation
		Mtep biogaz	Mtep biogaz	Mtep biogaz
Déchets urbains	Solides	2,08	1,56	1,24
	Effluents	0,21	0,21	0,18
	Total urbain	2,29	1,77	1,42
Déchets industriels	Solides	2,85	0,26	0,25
	Effluents	0,35	0,35	0,33
	Total industriel	3,20	0,61	0,58
Déchets agricoles		10,7	≤ 10,7	5,0
TOTAL		16,2	≤13	7,0

Source : Calculs IFP d'après ADEME, Record, Solagro, AND, SITA

Tableau 15 - Potentiels français de production annuelle de biogaz brut à partir de ressources fatales

2.1.2 Potentiel technico-économique de production de biométhane carburant

Ce potentiel de production de biogaz brut doit être nuancé du fait de contraintes techniques et économiques susceptibles de restreindre le développement de la filière biométhane carburant : **l'intégralité de ces ressources n'est pas forcément économiquement mobilisable, de même que l'investissement nécessaire pour atteindre une qualité carburant du biogaz ne se justifie pas dans tous les cas.**

En premier lieu, il convient de noter que **la répartition géographique du gisement varie selon les secteurs**. Le secteur agricole dispose d'une ressource très dispersée en milieu rural, tandis que les secteurs industriel et urbain (OM) peuvent disposer d'importants volumes concentrés de déchets et de réseaux de transports facilités. Notamment pour les projets de biogaz agricole en collectif, l'intégration d'un facteur économique dans l'évaluation du gisement des résidus de récolte pourrait ne retenir que les cultures dont les résidus sont géographiquement regroupés et disponibles en quantités suffisantes pour justifier la mise en place d'un système de collecte. Le panel de cultures disposant potentiellement de résidus disponibles s'en retrouverait alors limité (blé, orge, maïs et colza par exemple).

Cette notion pourrait potentiellement rendre les secteurs industriel et urbain prédominants en termes de ressources mobilisables techniquement et économiquement.

Pour évaluer un potentiel de production de biogaz à l'horizon 2015-2020, une première estimation, basée uniquement sur la prise en compte des parcs de méthaniseurs existants, des projets et des perspectives probables de développement par **secteur de la méthanisation** aboutit à une capacité totale de **1,4 Mtep de biogaz**. Les données et hypothèses associées à ce chiffre sont les suivantes (Tableau 16) :

- Pour le secteur agricole : L'objectif de développement de la méthanisation à la ferme du Grenelle de l'Environnement pour 2013 (COMOP 15 Agriculture) équivaut à l'installation de 1000 méthaniseurs sur la période 2009-2013 (soit 459 ktep primaire) avec un accompagnement ciblé de 300 projets exemplaires de 2009 à 2011. Par ailleurs, la production du parc et des projets français connus de méthaniseurs en 2011 est estimée à 92 ktep primaire, ce qui est bien inférieur à l'objectif précédemment mentionné. On retient dans ce calcul l'objectif du Grenelle de l'Environnement, à une échéance plus tardive (2015-2020 au lieu de 2013).
- Pour le secteur urbain :
 - La production du parc existant et des projets de méthanisation de déchets ménagers et assimilés est estimée à 63 ktep primaire à l'horizon 2015 (23 installations).
 - La production du parc actuel de méthaniseurs en STEP urbaines est de 75 ktep primaire (7^{ème} bilan EurObser'vER Édition 2007, chiffre pour l'année 2006) et pourrait doubler d'ici 2015-2020 selon l'ADEME.
- Pour le secteur industriel : La production du parc actuel et des projets de méthaniseurs dans ce secteur est estimée à 730 ktep primaire, correspondant à environ 130 sites équipés.

A ce potentiel vient s'ajouter une **production en décharge**, calculée à partir d'hypothèses sur le taux moyen de récupération de biogaz de l'ensemble des décharges et sur le taux de valorisation énergétique du biogaz récupéré. Cette production s'élevant à 0,87 Mtep (Source : Solagro, 2008 [4]) de biogaz à l'horizon 2020, **la capacité totale de production de biogaz brut représente donc 2,3 Mtep.**

Dans un second temps, la prise en compte d'une taille seuil minimum d'installation de méthanisation permettant de rentabiliser l'épuration du biogaz pour un usage carburant réduit le potentiel de près de 15%, soit un **potentiel technico-économique final de 1,9 Mtep de biométhane carburant**. Cette taille seuil dépend du substrat utilisé et la rentabilité d'une unité d'épuration ne peut s'évaluer qu'au cas par cas i.e. projet par projet. Néanmoins, pour le présent calcul, réalisé au niveau macroéconomique, les considérations suivantes ont été retenues :

- Pour le secteur agricole : on considère que seules les installations collectives de méthanisation ont une taille suffisante pour justifier une épuration poussée du biogaz. Ce type d'installations représentant 75% de la production des parcs et projets connus de méthanisation dans le secteur agricole, on estime donc à 344 ktep la production de biogaz brut pour un usage carburant bioGNV.
- Pour le secteur urbain :
 - On considère que l'ensemble des méthaniseurs d'OM et assimilés ainsi que 6% des méthaniseurs de STEP ont une capacité suffisante pour permettre la rentabilité économique de la production de biogaz carburant (Source : ADEME). Ceci équivaut à un potentiel de 76 ktep (respectivement 63 ktep et 12,7 ktep minimum).
 - On considère que la taille seuil requise d'une décharge permettant d'envisager une épuration poussée du biogaz est de 50 000 EH (Équivalent Habitant). 90% des décharges françaises ont une capacité supérieure à ce seuil, ce qui conduit à un potentiel technico-économique de 0,78 Mtep de production de biogaz pour un usage carburant. Il convient cependant de souligner les limites de cette estimation liées aux variations significatives de la teneur en méthane des gaz de décharges.
- Pour le secteur industriel, il est difficile d'estimer les capacités futures de production de biogaz et donc la part potentiellement utilisable comme carburant. Seuls certains sites ont probablement une capacité de production de biogaz brut suffisante pour justifier une épuration poussée mais en l'absence d'information permettant de chiffrer cette part, il est ici considéré que l'intégralité de la production de biogaz industriel est technico-économiquement valorisable en biométhane carburant. En se rapportant aux critères considérés dans le présent calcul, ceci correspond à une valeur maximum. Cependant, si l'on tenait compte des conditions de mobilisation de la ressource - favorables dans ce secteur (liées à la concentration de la ressource) - et donc d'un potentiel de développement significatif de la production de biogaz par rapport aux parcs et projets connus considérés ici, cette valeur n'est probablement pas surestimée.

Par ailleurs, il convient de préciser deux points :

- les chiffres mentionnés précédemment ainsi que dans le Tableau 16 correspondent à une production "brute" de biogaz et non "utile". On ne tient donc pas compte de l'autoconsommation des procédés, de l'ordre de 10% de la production "brute" d'énergie.
- Les potentiels technico-économiques tiennent compte d'un critère de rentabilité de la production de bioGNV, sans toutefois la comparer aux performances technico-économiques des autres filières de valorisation possibles du biogaz brut. Ces chiffres n'intègrent donc pas la préférence que pourraient avoir certains décideurs et opérateurs pour une valorisation du biogaz brut en électricité et/ou chaleur par rapport à une valorisation carburant.

Enfin, on constate des écarts importants entre les potentiels de production de biogaz calculés à partir du gisement de ressources fatales disponibles (présentés dans le Tableau 15) et les potentiels technico-économiques évalués à partir du parc existant, des projets connus et des politiques actuelles de développement (présentés dans le Tableau 16). Ceci est naturellement lié à la différence des approches adoptées pour les calculs mais également à l'échéance de temps de court-moyen terme (2015-2020) considérée pour les potentiels technico-économiques, associée au faible niveau actuel de développement des filières de production de biogaz en France. Les potentiels de production centrés sur la ressource (Tableau 15) sont des potentiels de plus long terme ; correspondant à un développement massif de ces filières.

Secteurs	Capacité totale 2015-2020 (Mtep)	Commentaires	Capacité de production de biogaz carburant (Mtep)	Commentaires
Agricole	0,46	Objectif du Grenelle de l'environnement pour 2013	0,34	75% du biogaz agricole (344 ktep) pourraient être produits en installations collectives de capacités suffisantes pour permettre la rentabilité économique de la production de BioGNV.
Urbains	1,09	Dans un système optimisé 90% du méthane collecté en décharge en 2020 pourrait être converti en énergie.	0,86	90% des décharges auraient une capacité suffisantes pour permettre la rentabilité économique de la production de BioGNV (> 50 000 EH). Des limites cependant sur la teneur en CH ₄ des gaz de décharges qui peut significativement varier.
dont gaz de décharge	0,87		0,78	
dont méthaniseurs	0,22	23 projets de méthaniseurs d'OM sont annoncés (soit 63 ktep) tandis que l'équipement des STEP urbaines pourrait doubler selon l'ADEME (soit 150 ktep)	0,08	L'ensemble des méthaniseurs d'OM (63 ktep) et 6% des méthaniseurs de STEP (12,7 ktep minimum) aurait une capacité suffisante pour permettre la rentabilité économique de la production de BioGNV.
Industriel	0,73	Parc et projets : 0,73 Mtep	0,73	100% de la capacité industrielle totale
TOTAL	2,28		1,93	

Source : Calculs IFP d'après ADEME, Solagro [4], AND [8]

Tableau 16 - Récapitulatif des hypothèses et données retenues pour le calcul du potentiel technico-économique français de production annuelle de biogaz carburant en 2015-2020

2.1.3 Conclusions

En première approche, l'évaluation du gisement actuel de ressources fatales fermentescibles permet d'estimer un potentiel de production français de biogaz brut compris entre 7 et 16 Mtep/an (en fonction du maintien ou non des valorisations existantes de cette ressource), tous secteurs confondus.

Dans un second temps, la prise en compte de contraintes technico-économiques, liées notamment aux spécificités de la filière biométhane carburant (épuration du biogaz brut), permet d'évaluer un **potentiel technico-économique qui représenterait 12 à 27 % des ressources fatales mobilisables (1,93 Mtep de biométhane carburant)**. A titre comparatif, les biocarburants liquides de première génération sont actuellement incorporés à hauteur de 1,16 Mtep de biodiesel dans le gazole, de 0,03 Mtep d'éthanol et 0,66 Mtep d'ETBE dans l'essence. Cela correspond à un taux d'incorporation global de 3,59 % PCI²¹ dans les carburants routiers consommés en France en 2007. **Le potentiel de production de biogaz carburant issu de ressources fatales à horizon 2020 avoisine donc la consommation 2007 de biocarburants liquides sur une base énergétique.**

Par ailleurs, le biométhane issu de ressources végétales dédiées comme le bois ou les cultures énergétiques a, comme l'ensemble des biocarburants de seconde génération utilisant des ressources lignocellulosiques, un potentiel de production nettement supérieur. Les seuls surplus de bois actuellement non valorisés mais techniquement mobilisables (en excluant donc les zones de montagne et les besoins en minéraux du sol) sont en mesure de produire près de 1.3 Mtep de gazole de synthèse ou d'éthanol ou 1.8 Mtep de biométhane de synthèse. Si l'on considère l'intégralité du gisement de bois capitalisé mais non récolté en France, ces potentiels s'élèvent respectivement à 3Mtep et 4,4 Mtep. Il convient de noter que ces valeurs supérieures correspondent à des potentiels de plus long terme car elles supposent de mobiliser un gisement de biomasse pour lequel les conditions d'accès sont plus difficiles (zone de pentes notamment). D'autres cultures énergétiques implantées sur terres agricoles marginales permettraient également de produire d'importantes quantités de carburants mais il reste difficile d'évaluer à l'heure actuelle le niveau de développement de ces cultures à moyen terme et la part attribuée aux différents types de biocarburants.

²¹ PCI : Pouvoir Calorifique Inférieur

2.2 Évaluation technico-économique

L'objectif de cette partie est :

- de présenter la chaîne de production du biométhane carburant,
- d'identifier les procédés de traitement à mettre en œuvre pour transformer le biogaz en biométhane carburant,
- de réaliser une évaluation technico-économique de la production de biométhane carburant,
- d'identifier les avancées attendues dans cette filière.

2.2.1 La chaîne de production du biométhane carburant

La chaîne de production du biométhane carburant se divise en quatre grandes étapes (Figure 19) :

- la **production** du biogaz brut,
- l'**épuration** de ce biogaz pour en faire du biométhane,
- le **comptage**, l'**odorisation**, et la **vérification** de la qualité du biométhane,
- le **stockage** du biométhane carburant et sa distribution.

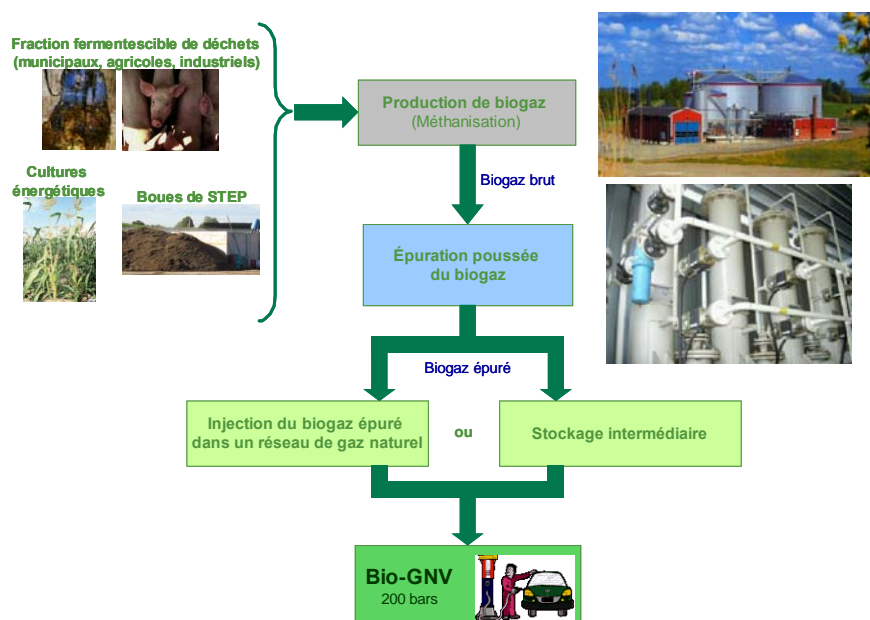


Figure 19 - Représentation schématique de la chaîne de production du biométhane carburant

2.2.1.1 Production du biogaz brut

Sous l'action de bactéries, la fermentation anaérobie des matières biodégradables permet la production de biogaz brut. La composition du biogaz dépend de la qualité du substrat soumis à la fermentation. Les substrats peuvent être par exemple la fraction fermentescible des déchets ménagers, les effluents agricoles, les résidus de cultures, les déchets industriels de papeteries ou d'IAA et les boues de STEP urbaines. Ces différents éléments sont détaillés dans la première partie de ce document.

2.2.1.2 Épuration du biogaz

Le biogaz carburant doit respecter une certaine qualité (généralement proche de la qualité gaz naturel) pour garantir un bon fonctionnement des moteurs.

Ainsi, le traitement d'épuration à mettre en œuvre doit comprendre :

- la désulfuration et la décarbonatation,
- la déshydratation,
- l'élimination des traces éventuellement.

Ce traitement est généralement précédé d'une compression à quelques bars (8 à 15 bars typiquement). En général pour une utilisation carburant, le biogaz brut doit contenir au moins 50 % de méthane pour ne pas nécessiter un traitement trop onéreux. Les différents procédés d'épuration du biogaz brut sont présentés dans le paragraphe 2.2.2.

2.2.1.3 Comptage, odorisation et vérification de la qualité du biométhane

Comme le gaz naturel dans le réseau, le biométhane carburant doit impérativement être compté et odorisé. De plus, la qualité du biométhane produit doit être contrôlée (pouvoir calorifique, teneur en eau, en H₂S, etc.).

2.2.1.4 Stockage et distribution du biométhane carburant

Une fois le biogaz épuré et odorisé, il convient de l'acheminer jusqu'aux utilisateurs. Trois configurations sont alors envisageables :

- la production et la consommation du biométhane carburant sur le même site, alimentant ainsi une flotte captive,
- l'acheminement par véhicule du biométhane carburant jusqu'au lieu de consommation,
- l'acheminement par l'intermédiaire d'une injection dans une canalisation dédiée ou existante.

Quelle que soit la configuration envisagée, un poste de compression, un de stockage et un de distribution sont au moins nécessaires. La compression à 200 bars permet le remplissage des bouteilles de stockage, ayant généralement un volume de 60 L.

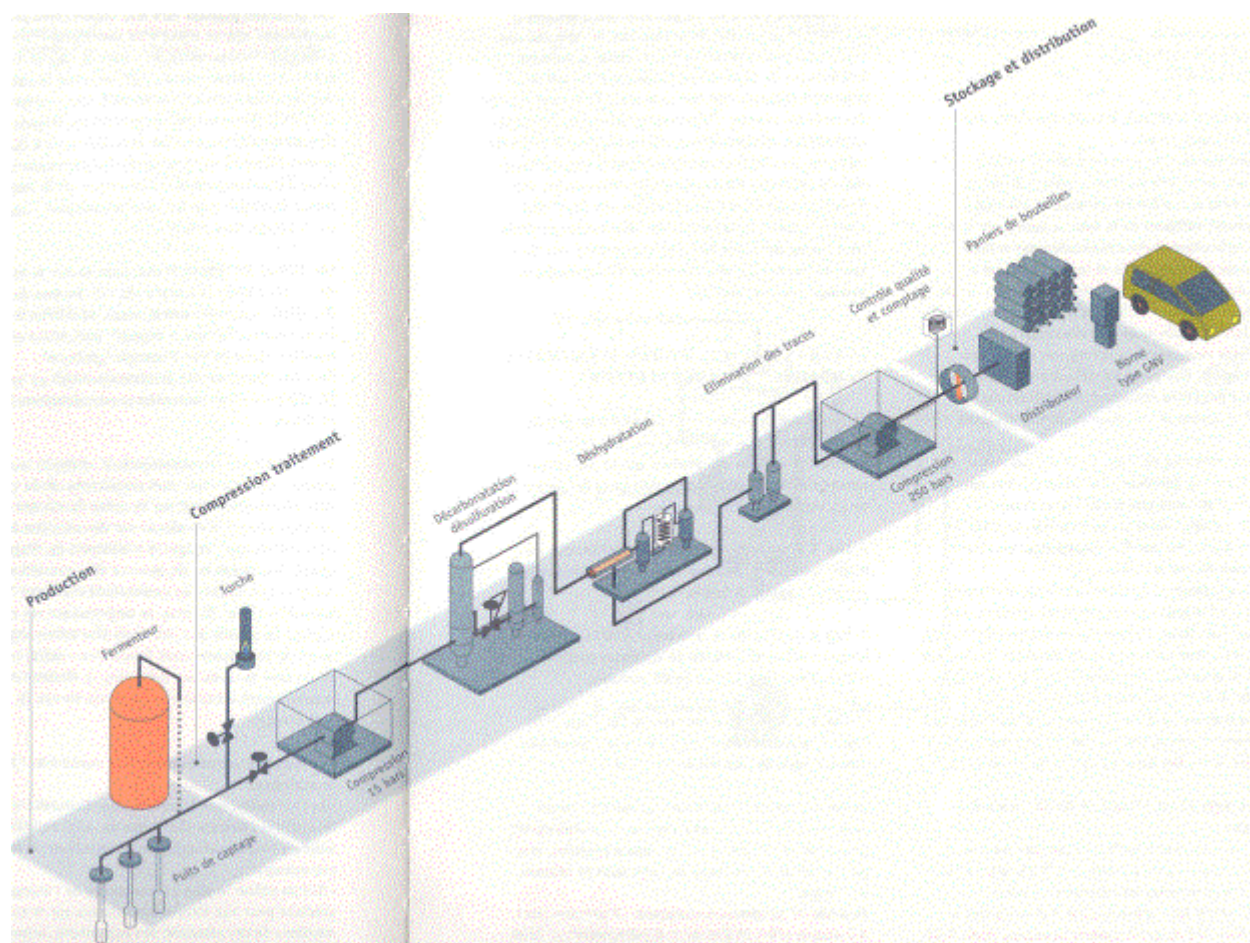


Figure 20 - Les différentes étapes de la chaîne du biométhane [17]

2.2.2 Procédés d'épuration

Comme il a été précisé précédemment (2.2.1), l'épuration du biogaz brut doit comprendre au minimum les trois étapes suivantes :

- décarbonatation,
- désulfuration,
- déshydratation.

La Figure 21 regroupe les différents types de procédés d'épuration qui sont présentés dans ce document.

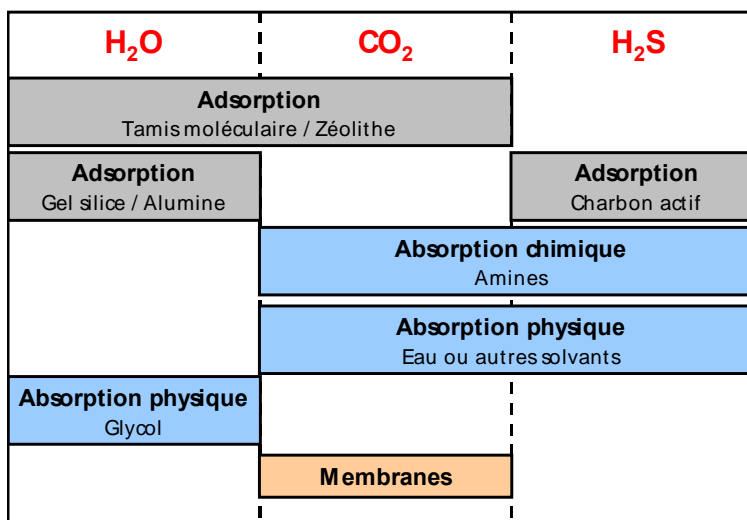


Figure 21 - Différents types de procédés pour la déshydratation, la décarbonatation et la désulfuration

D'autres traitements spécifiques peuvent également être appliqués pour réduire la teneur en siloxanes, en hydrocarbures halogénés (en particulier pour le biogaz de décharge), etc. : ces traitements complémentaires ne sont pas présentés ici.

2.2.2.1 Décarbonatation

Le dioxyde de carbone représente le deuxième constituant du biogaz, après le méthane. Son élimination permet d'augmenter le pouvoir calorifique du biogaz et de réduire les risques de corrosion. Plusieurs types de procédés permettent son élimination : l'adsorption, l'absorption et les procédés membranaires.

a) Adsorption sur tamis moléculaire ou zéolithes

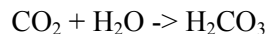
Ce procédé permet de réaliser à la fois une décarbonatation et une déshydratation. Les composés indésirables sont séparés de façon sélective dans la phase gazeuse, et fixés sur un solide poreux. Une fois saturé, l'adsorbant doit être régénéré : pour ce faire, il est soumis à un abaissement de la pression (Pressure Swing Adsorption) ou une élévation de la température (Temperature Swing Adsorption).



Figure 22 - Procédé PSA (traitement de 350 m³/h à Helsingborg - Suède) [13]

b) Absorption physique

Les procédés d'absorption physique sont basés sur la différence de solubilité des constituants des gaz. L'eau est le plus courant de ces solvants, mais d'autres existent (par exemple le Selexol). La réaction de dissolution du dioxyde de carbone dans l'eau est :



L'eau est ensuite régénérée par diminution de la pression ou élévation de la température. Cette méthode de décarbonatation permet d'utiliser un solvant bon marché et non polluant. Toutefois elle présente l'inconvénient d'absorber aussi du méthane.



Figure 23 - Procédé de lavage à l'eau (traitement de 600 m³/h à Stockholm) [13]

c) Absorption chimique aux amines

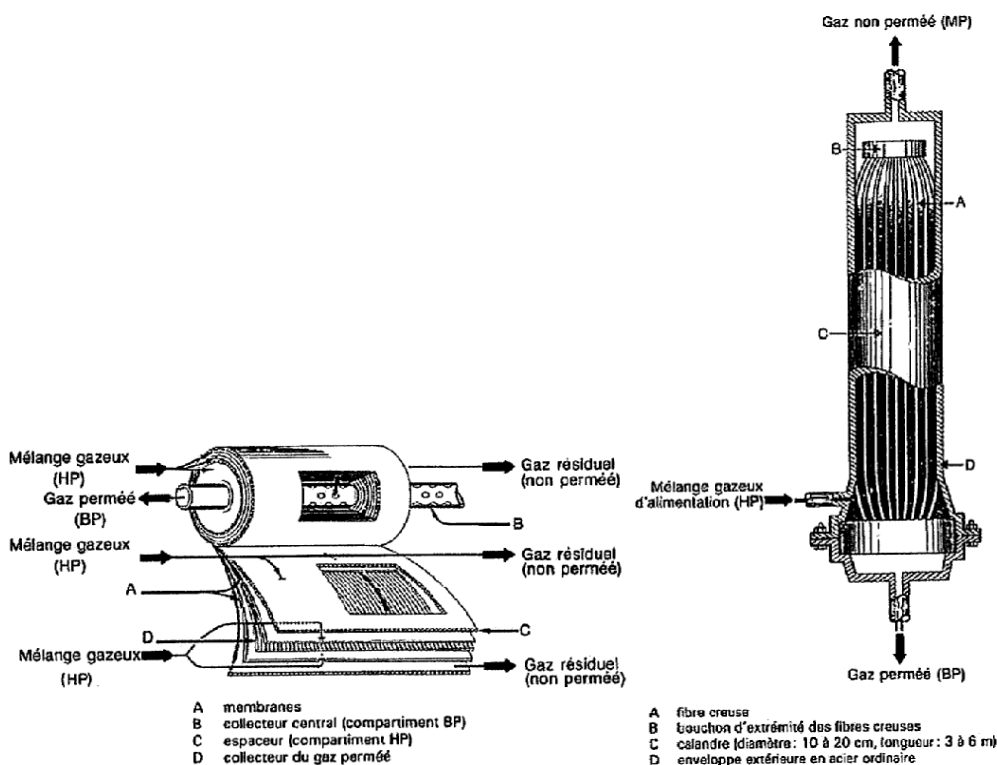
L'absorption chimique est une réaction chimique réversible et exothermique. Les amines couramment employées sont la MEA (Mono Ethanol Amine) et la DEA (Di Ethanol Amine). Elles réagissent avec l'H₂S et le CO₂. L'avantage de ce procédé est qu'il fonctionne à pression modérée avec de bonnes performances. Par contre, la régénération du solvant est un processus très consommateur d'énergie. Ce type de procédé est plutôt destiné aux débits de gaz importants.



Figure 24 - Unité d'absorption chimique (traitement de 300 m³/h à Boras - Suède) [13]

d) Séparation membranaire

Le flux gazeux circule d'un côté de la membrane perméable, et sous l'effet d'une différence de pression de part et d'autre de la paroi membranaire, certains composés migrent de l'autre côté. Actuellement deux types de perméateurs sont développés industriellement : les membranes spirales et les membranes à fibres creuses. Les procédés membranaires sont sensibles à certains composants et nécessitent un prétraitement du biogaz.

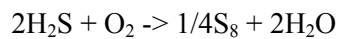


2.2.2.2 Désulfuration

Le sulfure d'hydrogène H₂S est l'un des constituants minoritaires les plus indésirables du biogaz. Il est toxique et, en présence d'eau, très corrosif même à faible teneur. Il peut être séparé notamment par adsorption sur charbon actif imprégné ou par lavage (à l'eau ou avec d'autres solvants).

a) Adsorption sur charbon actif

La technique d'épuration la plus courante est l'adsorption catalytique sur charbon actif imprégné. Sous l'effet catalytique de l'imprégnant et en présence d'oxygène, le sulfure d'hydrogène s'oxyde en soufre :



Des conditions doivent être respectées pour assurer une bonne efficacité du charbon actif :

- le taux d'humidité du biogaz doit varier entre 60% et 80%,
- la proportion stœchiométrique O₂/H₂S doit être supérieure à 1,5,
- le taux de certains composés comme les COV ou le mercure doit rester très limité (pour éviter la pollution du charbon actif).



Figure 26 - Procédé de capture de H₂S par charbon actif (Cirmac) [14]

b) Absorption physique

Il s'agit du même principe que pour la décarbonatation (cf. page 57).

c) Absorption chimique aux amines

Il s'agit du même principe que pour la décarbonatation (cf. page 58).

2.2.2.3 Déshydratation

Le biogaz brut est saturé en eau. La déshydratation du biogaz est indispensable pour éviter :

- les problèmes d'obstruction (accumulation de l'eau dans les points bas),
- la formation de glace ou d'hydrates en cas de détente du gaz (baisse de température),
- les phénomènes de corrosion (aggravés par la dissolution de gaz acides dans l'eau).

a) *Adsorption sur alumine activée, gel de silice ou tamis moléculaire*

Le gaz traverse un lit d'adsorbant qui fixe l'eau et doit être régénéré par la suite. La régénération, ou désorption, se fait par circulation de gaz chauds en contre-sens.

Les procédés utilisant l'alumine activée permettent d'atteindre une faible teneur en eau, mais ils nécessitent une régénération à haute température (180-350°C). De plus, la capacité d'adsorption de l'alumine diminue avec le temps ; elle doit être remplacée régulièrement.

L'adsorption sur gel de silice est assez performante. Les principaux avantages sont : la faible température de régénération (120°C) et la possibilité d'éviter de remplacer régulièrement l'adsorbant.

L'adsorption sur tamis moléculaire repose sur le même principe que pour la décarbonatation.



Figure 27 - Procédés d'adsorption de l'eau [14]

b) *Absorption physique par lavage au glycol*

Le gaz cède son humidité au glycol dans une colonne d'absorption : le glycol est ensuite régénéré par évaporation de l'eau absorbée. Selon les cas, on utilise différents glycols : les plus fréquents sont le triéthylène glycol (TEG) et le diéthylène glycol (DEG). Ce type de procédé est plutôt destiné aux débits de gaz importants.

2.2.3 Coût de production du biogaz

L'analyse des études technico-économiques publiées sur la filière biométhane carburant a permis :

- d'évaluer le coût de production du biogaz épuré et odorisé en fonction de la puissance, selon le type de matières premières envisagées,
- d'évaluer le coût de l'épuration du biogaz brut,
- de déterminer une taille d'installations critique, selon le type de substrat utilisé.

Cependant, les conclusions de ces différents travaux doivent être prises avec précaution. En effet, les hypothèses retenues ne sont pas les mêmes selon les études. Ainsi, toute comparaison brute entre ces résultats n'est scientifiquement pas rigoureuse. Néanmoins, cette analyse permet de dégager quelques tendances générales.

2.2.3.1 Les coûts de production du biogaz épuré et odorisé varient entre 2 c€/kWh et 21 c€/kWh selon la puissance de l'installation et la ressource utilisée

Le coût de production du biogaz épuré, odorisé, contrôlé et compté, produit à partir de cultures énergétiques et de lisier se situe respectivement entre 8 et 21 c€/kWh, et entre 5 et 15 c€/kWh (pour des puissances inférieures à 5 MW), et décroît lorsque la puissance augmente (cf. Figure 28).

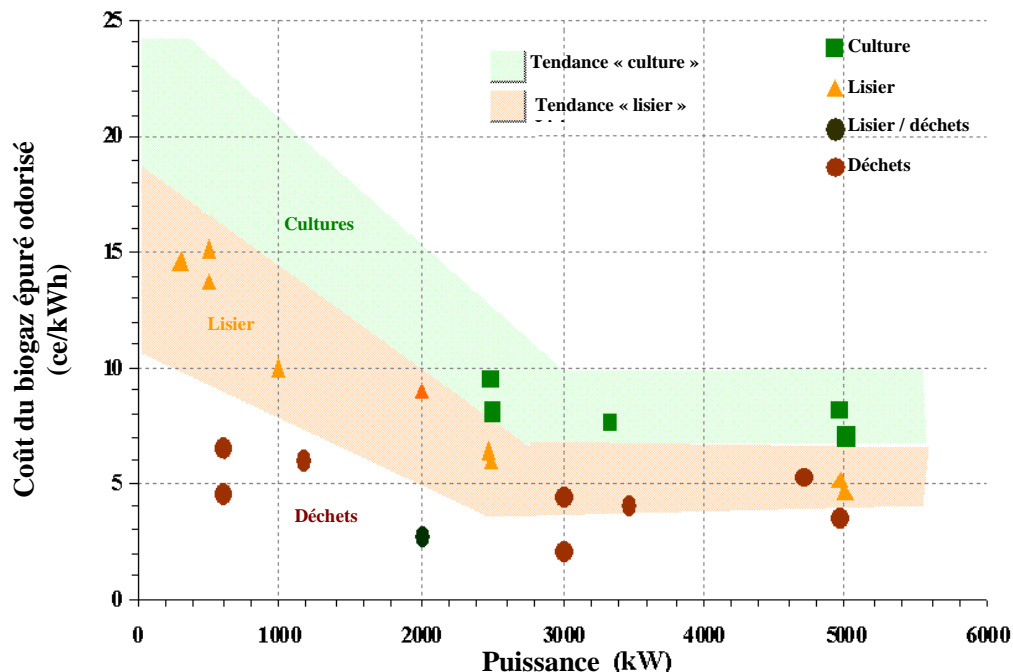


Figure 28 - Coût du biogaz épuré à la qualité biométhane, odorisé, contrôlé et compté, en fonction de la puissance produite, pour différentes matières premières (hors compression)

- Les plages tracées ne sont qu'une représentation visuelle des grandes tendances des coûts du biogaz épuré selon le substrat considéré. Elles ne représentent pas des frontières réelles.
- Les coûts de production du biogaz épuré, odorisé, contrôlé et compté, sont représentés en fonction de la puissance produite exprimée en kWh PCI. Ces coûts de production correspondent aux coûts de revient brut, incluant les frais annuels et les investissements, hors TRI.
- Les données de ce graphique proviennent des références [1] à [6] détaillées dans la bibliographie technico-économique.

La méthanisation des **déchets** autres que le lisier, tels que la fraction fermentescible des ordures ménagères (FFOM) ou les déchets des industries agroalimentaires (IAA), permet non seulement de produire du biogaz mais aussi de traiter ces déchets par une autre voie que la mise en décharge, le traitement aérobique ou l'incinération. L'évaluation du coût de production du biométhane intègre donc une redevance²² pour le traitement des déchets. Le coût de production de biométhane issu de déchets varie entre 2 et 7 c€/kWh, mais ce coût est en général sensible à la redevance perçue pour le traitement des déchets.

²² Pour les études [1] et [2], une redevance de 60 €/t de déchets a été supposée.

Le coût de production du biométhane issu de **lisiers** seuls varie de 5 c€/kWh (puissance 5 MW) à 15 c€/kWh (puissance < 1 MW). Le biométhane issu de ce substrat est plus coûteux que celui issu d'autres types de déchets. Ceci peut s'expliquer par :

- la densité énergétique plus faible du lisier, compte tenu de sa forte teneur en eau,
- le fait qu'aucune redevance n'est associée au traitement du lisier, quand les éleveurs peuvent l'épandre.

Le coût de production du biogaz épuré et odorisé produit à partir de **cultures énergétiques** est, quant à lui, généralement le plus élevé : il varie entre 8 c€/kWh (puissance 5 MW) et 21 c€/kWh (puissance < 1 MW). Les coûts associés à la production de ces cultures énergétiques expliquent principalement ce coût nettement supérieur à celui du biogaz issu d'autres ressources.

A partir des données de la Figure 28, plusieurs **tendances** se dégagent sur les coûts de production du biométhane :

- pour le lisier et les cultures énergétiques, le coût de production du biogaz épuré et odorisé décroît lorsque la puissance augmente,
- pour les déchets, le coût de production semble relativement stable avec la puissance.

Les références [7] et [8] présentent des coûts de production du biométhane sans préciser la puissance de l'installation et les hypothèses retenues (*cf.* Tableau 17). En général, leurs estimations confirment les coûts évalués dans cette étude. Cependant pour les cultures énergétiques, la valeur minimale de 5,3 c€/kWh [8] est inférieure au coût minimal estimé par la même source pour les déchets. En effet, selon [8], le coût de production plus élevé du biogaz issu de cultures énergétiques serait partiellement compensé par un coût d'épuration plus faible. Or les données récoltées dans le cadre de cette étude ne permettent pas d'aboutir aux mêmes conclusions.

Coût de production (c€/kWh)	Substrat		
	déchets	lisier	cultures énergétiques
Biométhane [réf]	5,5-6,5 [8]	4,7-9,5 [8]	5,3-8,5 [8] 7,5 [7]
Biométhane odorisé [Figure 28]	2 - 5	5 - 15	8 - 21

Tableau 17 - Comparaison des coûts de production du biogaz épuré des références [7] et [8] et ceux estimés dans le cadre de cette étude

2.2.3.2 Un coût d'épuration non négligeable

La Figure 29 montre le coût d'épuration du biogaz en fonction de la puissance pour différents substrats. Pour des installations de puissances supérieures à 1 MW, le **coût d'épuration varie entre 0,8 c€/kWh et 2,2 c€/kWh** et reste assez stable. Le coût d'épuration dépend, entre autres, de la technologie de traitement et du type de ressources employées.

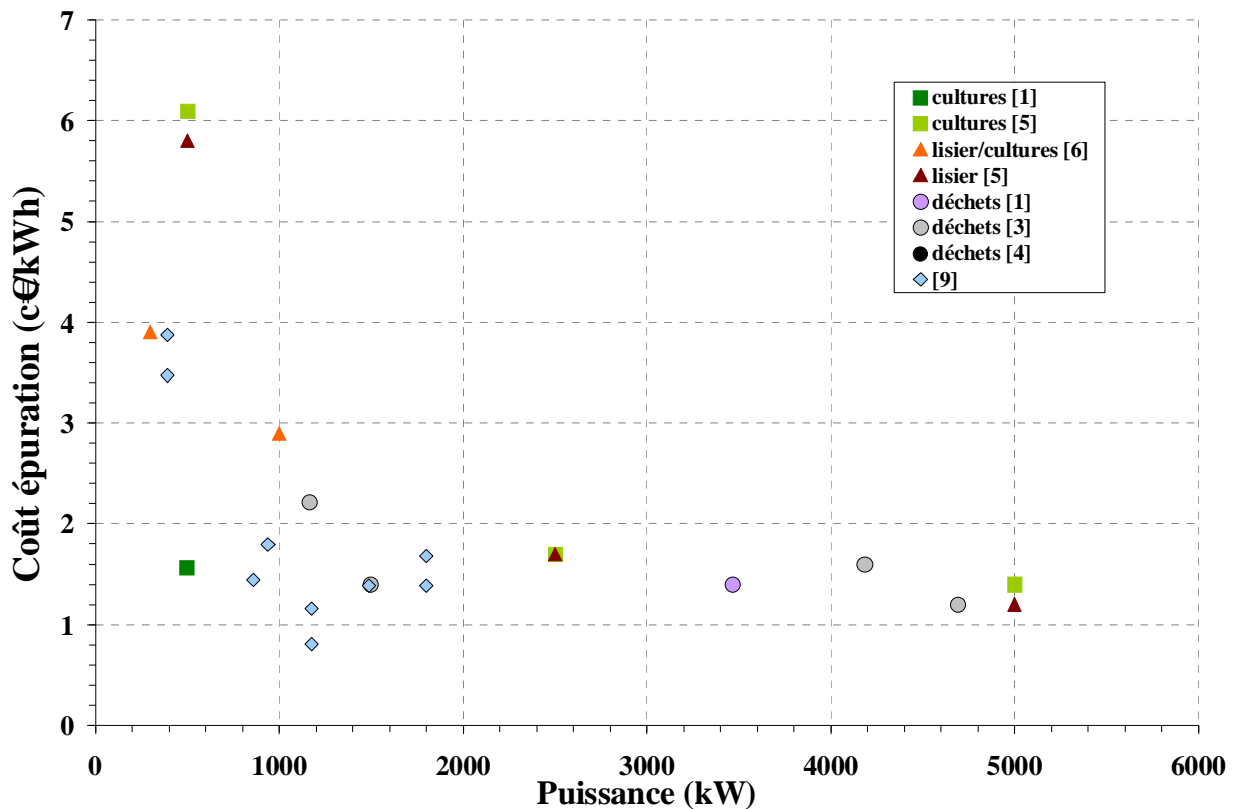


Figure 29 - Le coût d'épuration du biogaz varie entre 0,8 c€/kWh et 2,2 c€/kWh pour des puissances supérieures à 1000 kW ²³

Le coût d'épuration du biogaz brut peut s'avérer être une part non négligeable du coût total de la production de biogaz épuré (Figure 30). En effet, la part de l'épuration peut représenter de 25% à 40% du coût de production du biométhane dans le cas d'ordures ménagères ou de co-digestion.

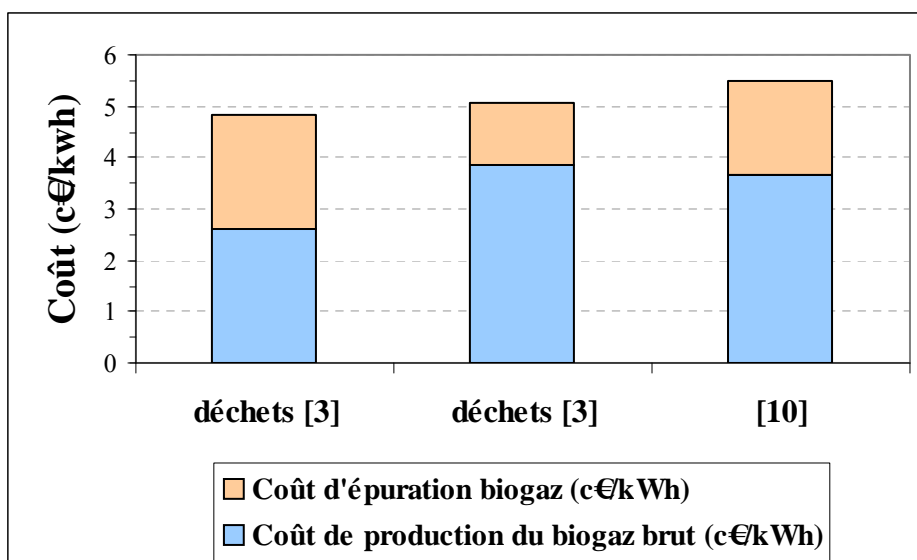


Figure 30 - Coût de production du biogaz brut et coût d'épuration ²⁴

²³ L'IEA [9] ne précise pas le substrat utilisé pour la production du biogaz.

²⁴ Le type de substrat n'est pas précisé par l'Autorité danoise pour l'énergie [10]. Cependant, il est fort probable qu'il s'agisse de biogaz issu de codigestion lisier/déchets, principale source au Danemark.

- La référence [3] donne deux valeurs de coûts d'épuration, correspondant à des tailles d'installations différentes.
- Pour la référence [10], le type de substrat n'est pas précisé par la source (Autorité danoise pour l'énergie) ; il s'agirait a priori d'un coût d'épuration de biogaz issu de déchets et lisier, principales ressources au Danemark.

2.2.3.3 Une rentabilité selon le contexte

Actuellement en Suisse, le prix-cible du biogaz épuré est de 7,5 cCHF/kWh, soit environ 4,5 c€/kWh²⁵. Ainsi, les projets de production de biogaz doivent se tourner prioritairement vers la **production de biogaz à partir de déchets** pour être économiquement viables.

Par ailleurs, en Suède, le prix à la pompe du bio-GNV varie de 7,5 c€/kWh à 11,7 c€/kWh selon les sources bibliographiques et l'année. A partir de cet ordre de prix, il est **difficile de définir une taille critique** pour les installations de production de biogaz. En effet, le prix à la pompe comprend les taxes éventuelles sur ce carburant, qui diffèrent selon les pays. Il inclut également les frais relatifs aux infrastructures pour acheminer le biométhane du site de production jusqu'au réservoir du client.

Cependant, un projet de production de biométhane carburant à partir de déchets devrait être *a priori* plus rentable qu'un projet utilisant des cultures énergétiques. Sans redevance pour le lisier, les projets de production de biométhane s'appuyant sur cette ressource devraient également intégrer des déchets pour rendre ces projets plus rentables. **Seule une étude au cas par cas permettrait de trancher sur la rentabilité d'un projet de production de biométhane carburant.**

2.2.3.4 Études paramétriques

Le but du présent paragraphe est d'estimer la sensibilité du coût de production du biogaz épuré et odorisé à la variation du prix de l'essence et du gazole.

a) La tendance à la hausse du prix de vente (TTC) des carburants en France

Entre 2000 et 2006, le prix de vente de l'essence et du gazole a augmenté respectivement [17]²⁶ :

- de 39% et de 51% (prix HT),
- de 15% et de 27% (prix incluant les taxes – TIPP²⁷ - à l'exclusion de la TVA).

L'augmentation des coûts de production et transport de ces carburants est en partie absorbée par les taxes. En effet, on constate que l'augmentation en pourcentage des prix hors taxes est supérieure à celle des prix incluant ces dernières.

La Figure 31 intègre aussi des données plus récentes : elle confirme la tendance à la hausse du prix de vente des carburants en France entre 2000 et 2008 [17].

²⁵ Taux de conversion : 1 € = 1,67 CHF

²⁶ Les prix sont exprimés en euros courants.

²⁷ Taxe Intérieure sur les Produits Pétroliers

Prix de vente (impôts sauf TVA incluses) des carburants en France

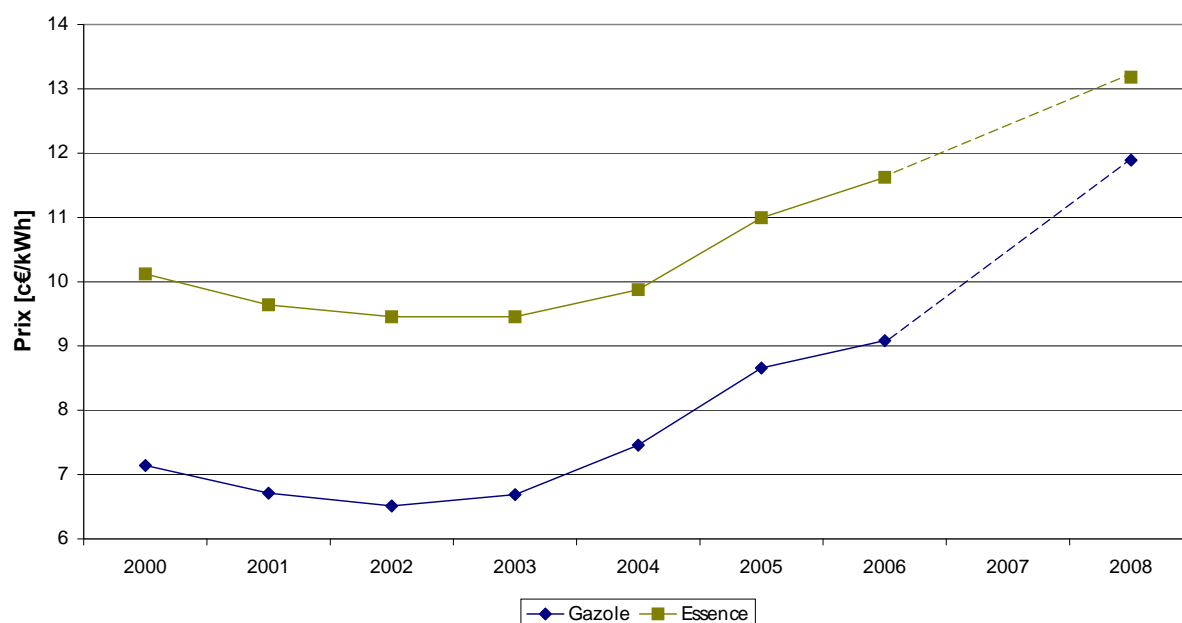


Figure 31 - Entre 2000 et 2008, le prix de vente (inclus les taxes, hors TVA) de l'essence et du gazole a augmenté respectivement de 30% et 67% [17]

b) Estimation de la quantité d'énergie fossile consommée pour la production de biométhane

Toutes les publications analysées pour estimer le coût de production du biogaz épuré ne spécifient pas si ce coût tient compte du transport de la matière brute (MB) jusqu'à l'usine de méthanisation. Dans cette analyse nous avons adopté l'hypothèse selon laquelle le transport de la MB n'est pas pris en compte pour évaluer le coût de production du biométhane, cette hypothèse étant la plus défavorable au biogaz carburant.

La quantité de combustible fossile consommé pour le transport de la MB a été estimée à partir de données principalement issues de l'étude JRC-EUCAR-Concawe²⁸ [2] :

- 0,015 kWh de carburant fossile consommé par kWh de biométhane issu du lisier (avec l'hypothèse de transport sur une distance moyenne de 5 km),
- 0,040 kWh de carburant fossile consommé par kWh de biométhane issu des déchets municipaux²⁹ (avec l'hypothèse de transport sur une distance moyenne de 50 km).

A noter : pour la présente analyse, l'augmentation du prix des produits pétroliers a été supposée avoir des retombées directes sur le coût du transport de la matière brute (MB) sans toutefois modifier le coût de production du biogaz épuré et odorisé. Cette hypothèse peut amener à sous-estimer :

- l'impact sur le coût de production des matières premières (acier, etc.) nécessaires à la construction des installations industrielles,
- l'impact sur le coût de l'électricité (mix électrique national) achetée lors de la production du biogaz³⁰. Cet impact est difficile à estimer pour différentes raisons, entre autres : la diversité des mix électriques des pays européens et la non-linéarité du lien entre le prix de l'électricité dans ces pays et le prix de produits pétroliers³¹.

c) Le prix de production du biométhane reste relativement stable même dans un contexte d'augmentation importante des prix des autres carburants fossiles

Sous ces hypothèses et compte tenu de ces limites, il a été supposé que le coût de production du biogaz épuré et odorisé (y compris le transport de MB) augmenterait, dans le cas plus pessimiste, respectivement de 2% à 4% suite à l'augmentation du prix du gazole³² de 25% et de 50%. Le doublement du prix du gazole conduirait à l'augmentation, cette fois plus importante, de 10% du coût de production du biométhane et du transport de la MB.

Malgré les limites de cet exercice, il est possible d'affirmer que le coût de production du biogaz carburant est, en première approximation, peu sensible à l'accroissement du prix des produits pétroliers et qu'ainsi **son prix de production resterait relativement stable même dans un contexte d'augmentation importante des prix des autres carburants fossiles.**

[17] Source DGEMP-DIREM³³

[2] JRC, EUCAR, Concawe Well to Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context. WTT App 2 07/03/07 Page 8 of 41

²⁸ Pour rappel, le JRC considère une usine de méthanisation de 2 MW.

²⁹ A noter, le JRC ne prend pas en compte la consommation de carburant pour le transport des déchets, qui doivent dans tous les cas être collectés et transportés vers une usine de traitement. Dans une optique qui à la fois vise à simplifier les calculs tout en ne favorisant pas le biogaz carburant, nous avons adopté les hypothèses suivantes :

		Déchets	Lisier
Quantité de biogaz produite à partir d'une tonne de matière brute (MB)	$\frac{\text{Nm}^3}{\text{t}_{\text{MB}}}$	50	12,3
Distance transport de matière brute (MB) au site de méthanisation	km	50	5

³⁰ Pour le lisier et le fumier, le JRC fait l'hypothèse que toute l'énergie nécessaire à la production de biogaz (électricité et chaleur) est auto-produite par un moteur à biogaz et qu'une partie de l'électricité excédentaire est de plus vendue au réseau.

³¹ Cela est d'autant plus vrai en France, où environ 80% de l'énergie électrique est d'origine nucléaire.

³² Nous avons pris en compte le gazole, carburant le plus souvent consommé par les camions. Nous avons aussi considéré le prix payé par le transporteur, c'est-à-dire le prix englobant les taxes hors TVA (19,6%).

³³<http://www.industrie.gouv.fr/cgi->

[in/industrie/frame23e.pl?bandeau=/energie/statisti/be_stats.htm&gauche=/energie/statisti/me_stats.htm&droite=/energie/statisti/se_stats7.htm](http://www.industrie.gouv.fr/cgi-in/industrie/frame23e.pl?bandeau=/energie/statisti/be_stats.htm&gauche=/energie/statisti/me_stats.htm&droite=/energie/statisti/se_stats7.htm)

2.2.4 Nouvelles technologies et avancées attendues

La production de biogaz est un procédé microbiologique complexe avec beaucoup d'étapes de décomposition de la matière. La R&D cherche à optimiser chaque étape de ce procédé pour améliorer ces performances (rendement, coûts, ...). Les champs des recherches sont assez diversifiés :

- les nutriments et l'environnement nécessaire aux microorganismes pour le processus de digestion,
- le mélange de différents substrats,
- le prétraitement des substrats (ex : traitement par des enzymes et des ultra-sons),
- la digestion (ex : deux étages de digestions, digestion sèche...),
- le développement des équipements de mesures.

Dans ce document, l'accent est plus particulièrement mis sur quelques enjeux de la filière biogaz, sur les nouveaux procédés d'épuration développés spécifiquement pour le traitement du biogaz, et sur la complémentarité du GNV et du biométhane.

2.2.4.1 Améliorations potentielles

Deux principaux enjeux ou pistes d'amélioration de la chaîne de production du biogaz carburant ont été identifiés :

- la diminution des pertes de méthane lors de la production et de l'épuration du biogaz,
- la valorisation de digestat issu du traitement des eaux usées.

a) Pertes de méthane

Le méthane est un gaz à effet de serre, dont l'impact en terme d'effet de serre est 25 fois supérieur à celui du CO₂ (facteur d'équivalence à 100 ans). Ainsi, les pertes de méthane durant la production et le traitement du biogaz doivent être impérativement évitées pour des raisons à la fois économiques et environnementales.

Plus particulièrement l'épuration du biogaz est responsable de la perte d'environ 2% du méthane. Pour cela, les procédés d'épuration innovants doivent permettre une meilleure sélectivité de séparation.

De plus, la décomposition des produits fermentescibles, tels que le lisier ou le fumier, lorsqu'ils sont stockés et transportés à l'air libre génèrent des émissions de méthane à l'atmosphère. Même s'il ne s'agit pas d'une avancée technologique, le simple recours à des containers fermés permettrait de réduire ces émissions.

b) Digestat

En général, les digestats issus de la méthanisation de cultures énergétiques, de déchets organiques ou de lisiers, sont de bonne qualité.

En revanche, le digestat issu de la décomposition anaérobie des eaux usées peut contenir des substances indésirables. Des travaux sont réalisés pour améliorer la qualité de ce digestat et permettre ainsi son utilisation à des fins agricoles. Il s'agit, entre autres, de traitement en amont de la chaîne de traitement des eaux pour détecter et éliminer les substances indésirables des eaux usées avant la production du biogaz.

2.2.4.2 Procédés d'épuration innovants

De nouveaux procédés d'épuration sont en cours de développement : par exemple, les procédés cryogéniques ayant pour objectif de produire à la fois du biogaz à la qualité gaz naturel et du CO₂ liquide. D'autres procédés sont également développés pour répondre spécifiquement aux besoins des petites installations. Les procédés biologiques de désulfuration se développent commercialement.

a) Procédé cryogénique

Le procédé cryogénique consiste à refroidir le biogaz pour provoquer la condensation des composés gazeux autres que le méthane, et ainsi récupérer un gaz très riche en méthane. La Figure 32 présente un procédé cryogénique particulièrement innovant, appelé GPP® (Gastreatment Power Package). Ce procédé développé par Gts (Gastreatment Services bv) permet d'une part de produire du biométhane très pur et, d'autre part, du dioxyde de carbone liquide, également valorisable, évitant le rejet de gaz à effet de serre. L'autre particularité de l'unité est d'être totalement intégrée : elle permet le séchage, la récupération des siloxanes et la récupération cryogénique du CO₂. De plus, ce procédé limite les pertes de méthane à moins de 0,5%.

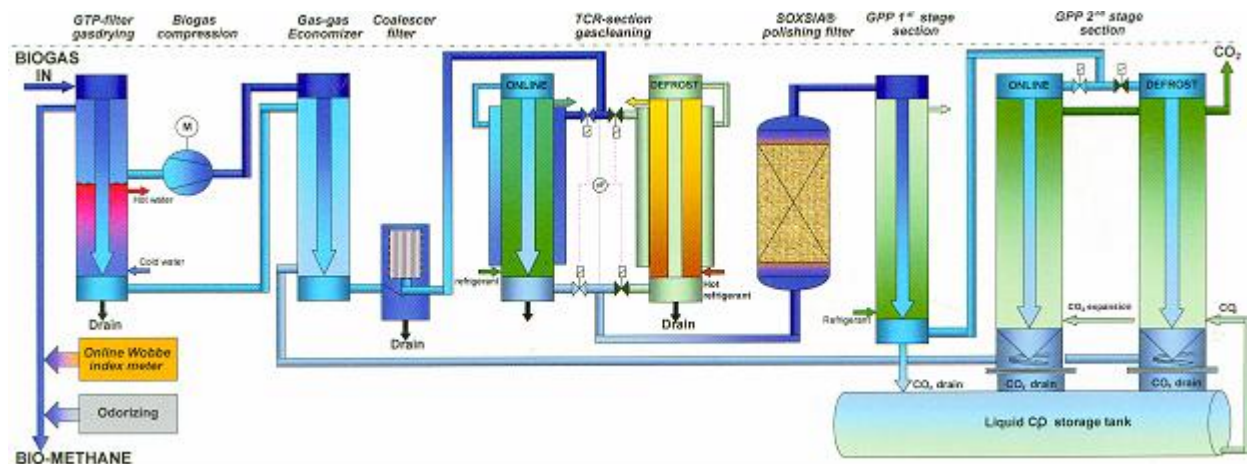


Figure 32 - Procédé cryogénique GPP® de traitement du biogaz (Gts)

b) Épuration adaptée aux petites installations

Comme le montre la Figure 29, le coût d'une installation d'épuration est très important pour les installations inférieures à 1000 kW. Pour réduire ces coûts, des procédés plus adaptés sont développés. Par exemple, la Figure 33 présente le schéma d'un procédé de traitement en cours de développement pour des installations traitant des débits de 20 à 300 Nm³/h de biogaz brut (puissances équivalentes : 120 à 1800 kW).

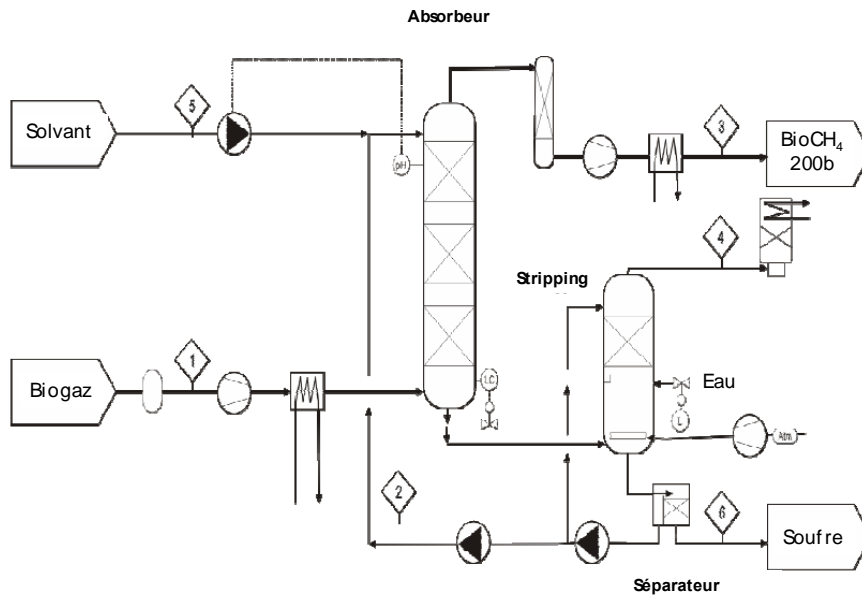


Figure 33 - Schéma du procédé de purification de biogaz à la ferme « De Marke » (NL)

CCS, DutCH₄, LTO-Noord, Techno-invent, TNO et WUR développent cette technologie. Elle repose sur une technique de désulfuration développée par TNO. Le but est de purifier le biogaz en CO₂ et en soufre dans une seule unité et de réduire ainsi les coûts jusqu'à 0,6 c€/kWh pour une installation de 120 kW.

c) Procédé biologique

Les procédés biologiques de désulfuration profitent de la faculté de certaines bactéries de tirer leur énergie de croissance de l'oxydation de composés soufrés.

Par exemple, le procédé THIOPAQ[®] développé par Paques permet de piéger l'H₂S par absorption dans une solution alcaline. Ensuite cette solution est introduite dans le bioréacteur où sous l'action des microorganismes, le soufre absorbé s'oxyde en soufre élémentaire. L'injection d'oxygène est nécessaire pour que l'oxydation ait lieu. Ce procédé convient pour des installations de 300 kW à 3500 kW.

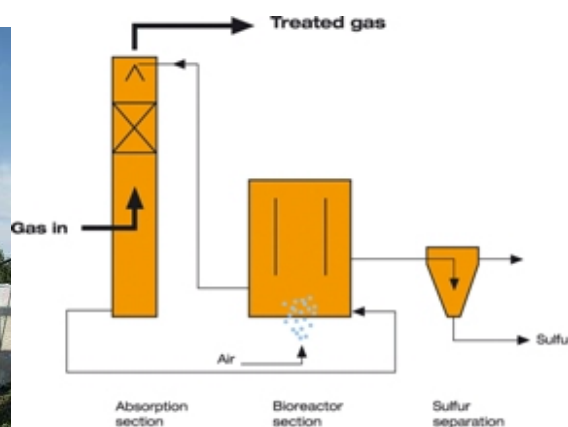


Figure 34 - Procédé biologique THIOPAQ[®] de désulfuration du biogaz (Paques)

2.3 Bilan environnemental

2.3.1 Introduction

18 études ont été retenues pour l'évaluation des impacts environnementaux associés aux filières biométhane carburant. L'objectif de cette partie est de dresser un bilan des impacts environnementaux de ces filières, et également d'identifier quels sont les paramètres les plus sensibles dans ces évaluations.

2.3.2 Synthèse des résultats de l'étude

2.3.2.1 Références

Les études référencées et analysées sont détaillées dans le Tableau 18.

Chevalier et Meunier	C.Chevalier, F.Meunier (2005), Environmental assessment of biogas co- or tri-generation units by life cycle analysis methodology, Applied Thermal Engineering 25, 16p.
Auer et al.	Stefan Auer et al., 1N1800, Life Cycle Assessment, 22 mai 2006 - Ethanol vs. Biogas used as car fuels
Hansen 2005	Hansen T.L. , Institute of Environment & Resources Technical University of Denmark, september 2005, Quantification of environmental effects from anaerobic treatment of source-sorted organic household waste
Börjesson et Mattiasson, 2007	Börjesson et Mattiasson, 2007, Biogas as a resource-efficient vehicle fuel, Trends in Biotechnology Vol.26 No.1
Börjesson et Berglund, 2007	Börjesson et Berglund, 2007, Environmental systems analysis of biogas systems - Part 2 : The environmental impact of replacing various reference systems, Biomass and Bioenergy 31, 326-344
Börjesson et Berglund, 2006	Börjesson et Berglund, 2006, Environmental systems analysis of biogas systems - Part 1 : Fuel-cycle emissions, Biomass and Bioenergy 30, 469-485
Berglund et Börjesson, 2006	Berglund M. et Börjesson P., Assessment of energy performance in the life-cycle of biogas production, Biomass & Bioenergy, 30 254–266
Gärtner 2008	Gärtner S., Julia Münch, dr Guido Reinhardt, Regine Vogt, 2008, "Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und Nutzung in Deutschland", FKZ : 0327544, IFEU and partner
Gérin et al., 2008	Patrick A. Gerin, François Vliegen, Jean-Marc Jossart, 2008, Energy and CO2 balance of maize and grass as energy crops for anaerobic digestion, Bioresource Technology, 99 2620–2627
Commission Européenne, 2008	Commission Européenne, 2008, Proposition pour une Directive du Parlement Européen et du Conseil sur la Promotion de l'Utilisation d'Énergie d'Origine Renouvelable
Ishikawa 2006	S. Ishikawa et al. (Department of Dairy Science, Rakuno Gakuen University, Japon), 2006, "Evaluation of a biogas plant from life cycle assessment (LCA)", International Congress Series 1293, 230-233
Scholwin 2006	Scholwin et al, Institute for Energy and Environment (2006), Ökologische Analyse einer Biogasnutzung aus nachwachsenden Rohstoffen
Hartmann 2006	J.K. Hartmann (Thèse de doctorat à l'Université de Göttingen, Allemagne), Juillet 2006, "Life-cycle-assessment of industrial scale biogas plants".
DTU / Xergi 2007	Technical University of Denmark pour Xergi AS (2007), LCA of biogas from maize silage and from manure for transport and for heat and power production.
IFEU 2004	IFEU (2004), CO2 mitigation through biofuels in the transport sector. Status and perspectives.
RDC Env. / ADEME GDF 2007	RDC Environnement pour ADEME / Gaz de France (2007), ACV des modes de valorisation énergétique du biogaz.
Offices généraux de l'énergie, env. et agriculture suisses 2007	Offices généraux de l'énergie, de l'environnement et de l'agriculture suisses (2007), Ökobilanz von Energieprodukten : ökologische Bewertung von Biotreibstoffen.
JEC 2007	JRC/EUCAR/CONCAWE (2007), Well to Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context.

2.3.2.2 Caractérisation des études disponibles

➤ Objet de l'analyse

RÉFÉRENCES	T = étude théorique, C = étude de cas, R = revue d'études ACV, M = modèle	Unité fonctionnelle	Évaluation des impacts environnementaux de filières de production de biogaz	dont biogaz pour usage carburant	Comparaison des filières biogaz avec des filières alternatives	Comparaison des filières biogaz avec des filières fossiles	Comparaison des filières biogaz avec des filières renouvelables	Identification des paramètres sensibles	Évaluation d'autres types d'impacts (sociétaux, économiques...)
Chevalier et Meunier	M	1 MJeI et 1,6 MJth	x		X	x		x	
Auer et al.	T	100 km parcourus	x	x	X	x (MTBE)	x (E85)		
Hansen	C	scénarios de traitement complet des déchets ménagers	x					x	
Börjesson et Mattiasson, 2007	T	MJ de carburant produit	x	x	X	x	Biocarburants liquides		Économiques
Börjesson et Berglund, 2007	T	unité de service énergétique	x	x	X	x	x	x	
Börjesson et Berglund, 2006	T	unité de service énergétique	x	x				x	
Berglund et Börjesson, 2006	T	MJ de biogaz (épuré si valorisation carburant)	x	x				x	
Gartner et al.	T	MJ de biogaz	x	x					
Gérin et al., 2008	T	MWh de biogaz	x						
Commission Européenne, 2008	T	MJ de carburant	x	x	X	x	x		
Ishikawa 2006	C	Impacts par an	x					x	
Scholwin 2006	C/M	UF 1 : hectare.an UF 2 : MWh d'électricité	x		x	x	x	x	
Hartmann 2006	T/M	1 TJ d'électricité produite à partir de biogaz, alimentant le réseau public	x					x	
DTU / Xergi 2007	T / M	98 851 km + 82,2 GJ élec + 85,0 GJ chaleur	x	x	x	x	x	Oui	Non
IFEU 2004	R	UF 1: km UF2: hectare de surf. agricole	x	x	x		x	Oui	Économique : coût de prod. + coût de la tonne de CO ₂ évitée
RDC Env. / ADEME GDF 2007	C / T / M	1 Nm3 de biogaz brut valorisé (i.e. 5,7 kWh biogaz brut PCI)	x	x	x	x		x	
Offices généraux de l'énergie, env. et agriculture suisses 2007	T / M	1 km parcoru par 1 personne 1 MJ de combustible produit	x	x	x	x	x	x	
JEC 2007	T/M/R	km	x	x	x	x	x		éco : coût de prod. + coût de la tonne de CO ₂ évitée

Tableau 19 - Objectifs et champs des études

Les éléments du Tableau 19 mettent en évidence les caractéristiques suivantes :

- Les études identifiées sont principalement des études théoriques, utilisant des données issues de la littérature pour décrire les filières évaluées.
- En fonction des objectifs et du champ de l'étude, les unités fonctionnelles varient beaucoup. Lorsque les différentes valorisations énergétiques du biogaz sont étudiées (chaleur, électricité, carburant), l'unité fonctionnelle est généralement une unité d'énergie : soit le MJ de biogaz, soit le MJ de service énergétique (électricité, chaleur ou énergie cinétique pour le déplacement d'un véhicule). Pour l'usage carburant en particulier, l'autre unité fonctionnelle la plus utilisée est la distance parcourue (km parcouru en général). Certaines études enfin évaluent les impacts sur une année de production, ou par hectare de surface agricole mobilisée.
- Les études visent en priorité à évaluer les impacts environnementaux des filières de production et/ou de valorisation du biogaz, certaines incluent en plus l'évaluation de quelques critères économiques.
- La majorité des études porte sur la comparaison des filières biogaz, soit avec une référence fossile, soit avec les biocarburants liquides, soit comme mode de valorisation des déchets, par rapport à d'autres traitements (compostage et incinération notamment).
- Dans la plupart des cas, ces études identifient les paramètres sensibles dont l'évolution peut impacter significativement les résultats, sans systématiquement mener les études de sensibilité associées. C'est d'ailleurs l'objectif principal des études qui ne comparent pas les filières biogaz à des filières de référence, renouvelables ou non.
- En fonction des objectifs des études et de leurs unités fonctionnelles, la présentation des résultats (type de représentation graphique, unité des résultats, niveau d'agrégation) diffère d'une étude à une autre.
- En conséquence, **les résultats sont souvent spécifiques à chaque étude, et il n'est généralement pas possible de les comparer directement. Une analyse comparative des résultats obtenus sur chaque étape de la filière (et non sur la filière complète) est en revanche possible et pertinente.**

➤ Filières étudiées

RÉFÉRENCES	Ressources								Procédé de méthanisation		Autre procédé	Valorisation du biogaz				Autre filières étudiées	
	Lisier	Fumier	Résidus de cultures (pailles...)	Cultures énergétiques		FFOM	Boues	Autres déchets industriels	à la ferme	centralisé		Carburant	Electricité	Chaleur	Cogénération		Compostage
				Mais	Autres												
Chevalier et Meunier			X						X					X			
Auer et al.	X								X					X			
Hansen						X				X							
Börjesson et Mattiasson, 2007				X	betterave, blé, fourrages, TCR de saule (méthanation)			coproduit des biocarburants	non précisé		Méthanation			X			
Börjesson et Berglund, 2007		X	X (pailles et fanes de betterave)		fourrages	X		X IAA	X	X				X	X		
Börjesson et Berglund, 2006		X	X (pailles et fanes de betterave)		fourrages	X		X IAA	X	X				X	X		
Berglund et Börjesson, 2006	X		X		culture fourragère	X		X Déchets industriels et IAA	X	X							
Gartner et al.	X	X		X	seigle, blé plante entière, maïs ensilage, fourrage ensilage	X			X	X				X	X		
Gérin et al., 2008				X	herbe fourragère				X	X			X				
Commission Européenne, 2008	X	X				X			X	X				X			
Ishikawa 2006	X								X	X					X		
Scholwin 2006	X			X	X trèfle, seigle, fourrage				X				X	X	X		
Hartmann 2006	X	X		X	X Seigle ensilage, betterave fourragère, ensilage d'herbe		X Effluents IAA	X Déchets IAA		X					X		
DTU / Xergi 2007	X			X						X				X	X		
IFEU 2004					non précisé	X			non précisé					X			
RDC Env. / ADEME GDF 2007						X				X				X	X		
Offices généraux de l'énergie, env. et agriculture suisses 2007	X (seul et en codigestion)				X (herbe, bois)	X	X		X	X	Méthanation			X	X		
JEC 2007	X	X				X				X				X	X		

Tableau 20 - Filières biogaz évaluées dans les études

L'analyse détaillée des filières étudiées (Tableau 20) aboutit aux remarques suivantes :

- Les filières les plus étudiées pour la production de biogaz sont celles utilisant le lisier ou le fumier. Les filières utilisant les cultures énergétiques (maïs ensilage ou culture fourragère) sont aussi beaucoup évaluées du point de vue de leurs impacts environnementaux. Viennent ensuite les valorisations pour la production de biogaz des déchets ménagers. La production de biogaz à partir de déchets industriels est beaucoup moins étudiée. Quand elle l'est, il s'agit de déchets des industries agro-alimentaires. Enfin, il existe à ce jour très peu voire pas de données sur les filières de méthanation de la biomasse lignocellulosique.
- La plupart des études évaluent les impacts environnementaux associés à la transformation d'une ressource en particulier, mais il y a lieu de souligner que plusieurs études portent sur des filières de codigestion, vraisemblablement plus représentatives de la réalité.
- Les procédés de conversion étudiés concernent aussi bien des installations de petite taille (méthanisation à la ferme, dans le cas de la valorisation des effluents agricoles) que des installations de grande taille (production centralisée de biogaz).
- Bien que l'objectif principal de la présente étude soit centré sur la valorisation sous forme de carburant du biogaz, qui est renseignée dans la majorité des publications référencées, l'étude bibliographique inclut également des travaux qui évaluent d'autres formes de valorisation. L'intérêt dans ce cas est de pouvoir comparer l'amont de la filière, dans la mesure où toutes les étapes depuis la mobilisation de la ressource jusqu'à la production du biogaz sont communes.
- Il est souvent assez délicat d'isoler explicitement dans les études des filières ressource-procédé-valorisation indépendantes les unes des autres, car beaucoup d'études présentent plutôt des évaluations relatives à des scénarios de mise en place de "systèmes biogaz", associés un contexte spécifique (culture, traitement des déchets, valorisation).

➤ Impacts environnementaux considérés

RÉFÉRENCES	Epuisement des ressources naturelles et fossiles	Consommations d'énergie primaire		Intensification de l'effet de serre (à 100 ans)	Neutralité carbone biomasse	Acidification	Eutrophisation	Formation d'oxydants photochimiques	Toxicité	Mobilisation du sol (surface occupée)
		Totale	Non renouvelable							
Chevalier et Meunier		x (MJ eq)		x	oui	x (mg SO2 eq)	x (mg NOx eq)			
Auer et al.				x	oui	x (kg SO2 eq)	x (kg PO43- eq)	x		x
Hansen				x	oui	x		x	x	
Börjesson et Mattiasson, 2007				x	oui	non chiffré	non chiffré	non chiffré		
Börjesson et Berglund, 2007			x	x	oui	x	x	x		
Börjesson et Berglund, 2006			x	x	oui	x	x	x		
Berglund et Börjesson, 2006			x		oui					
Gartner et al.			x	x	oui	x	x	x	x	
Gérin et al., 2008				x (CO2 uniquement)	oui					
Commission Européenne, 2008				x	oui					
Ishikawa 2006			x	x	oui					
Scholwin 2006			x	x	oui	x	x			
Hartmann 2006	x	x	x	x	non	x	x		x	x
DTU / Xergi 2007			x	x	oui	x	x	x		
IFEU 2004			x	x	oui					
RDC Env. / ADEME GDF 2007			x	x	oui	x	x			
Offices généraux de l'énergie, env. et agriculture suisses 2007			x	x	oui	x	x	x	x (Ecotoxicité)	x
JEC 2007		x	x	x	oui					

Tableau 21 - Impacts environnementaux considérés

Tableau 21 montre les points suivants :

- Peu d'études présentent des résultats sur l'ensemble des impacts considérés dans une ACV exhaustive.
- Le type d'impact pris en compte et la présentation des indicateurs est très variable d'une étude à une autre. La quasi totalité des études évalue l'intensification de l'effet de serre associée aux filières étudiées, sauf l'une d'entre elles, consacrée aux bilans des consommations d'énergie. Pour l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre, toutes les études à l'exception d'une utilisent l'hypothèse de neutralité carbone (hypothèse proposée par le GIEC aussi bien pour la biomasse issue des cultures que pour les déchets) : les émissions de CO₂ lors de la combustion du biogaz sont supposées être compensées par l'absorption lors de la production de la ressource, ces flux ne sont donc pas pris en compte, car leur bilan est considéré comme nul.
- Par définition, avant l'étape de collecte les déchets ne se voient pas affecter d'impact.
- Les autres impacts étudiés sont, par ordre décroissant : l'acidification, les consommations d'énergie primaire non renouvelable, l'eutrophisation, la formation d'oxydants photochimiques, la toxicité et la mobilisation des sols (surface occupée par unité fonctionnelle). La consommation d'énergie primaire totale, incluant l'énergie renouvelable (notamment celle contenue dans la biomasse) est également étudiée, mais beaucoup moins fréquemment que la consommation d'énergie non renouvelable (ou fossile).
- Certaines études présentent les résultats d'inventaire sans aller jusqu'à l'agrégation par type d'impact, c'est-à-dire les bilans d'émissions des différents polluants, sans les traduire en impact (e.g. potentiel d'acidification, potentiel d'eutrophisation, etc.) via des coefficients d'équivalence (e.g. pouvoir de réchauffement global pour l'effet de serre) et une agrégation.
- Les impacts sont systématiquement présentés par catégorie (intensification de l'effet, potentiel d'acidification, potentiel d'eutrophisation, etc.), et dans un seul cas normalisés pour être ramenés à des grandeurs comparables entre elles, via un système de pondération des impacts les uns par rapport aux autres.

2.3.2.3 Autres spécificités des ACV

➤ Limites des systèmes

RÉFÉRENCES	Production de la ressource (cultures dédiées)	Transport de collecte	Emissions lors du stockage de la ressource	Procédé de conversion	Méthode de prise en compte des coproduits	Valorisation du digestat									
						compostage avant épandage	transport vers le site d'épandage	Impacts de la phase d'épandage	Emissions air et/ou eau lors du stockage	Emissions air et/ou eau post application	Emission de métaux lourds post application	Séquestration du carbone	Remplacement de fertilisants minéraux*	Remplacement de fertilisants organiques*	
Chevalier et Meunier		x =0 km		x énergie ex cogen, construction de l'unité			x								
Auer et al.	x sauf lisier	x 15 km	x	x dont fuite CH4 pendant le process: 3%	Substitution (digestats)		x 15 km				x			x	x lisier
Hansen		x		x dont fuite de CH4 durant le process	Substitution (digestats)				x CH4 lors du stockage des digestats	x	x			x	x
Börjesson et Mattiasson, 2007	x	x		x	non précisé		non précisé								
Börjesson et Berglund, 2007	x	x	x	x	Substitution (digestats)		x		x	x					x
Börjesson et Berglund, 2006	x	x		x	Sans										
Berglund et Börjesson, 2006	x	x	x pertes	x	Allocation aux ressources en entrée des besoins énergétiques associés à la dilution: M.I.A de substrat en entrée dans le scénario de base		x	x						x	x
Gartner et al.	x	x	x	x	Substitution		x	x	x					x sans distinction	
Gérin et al., 2008	x y compris intrants	x	x prise en compte d'un taux de perte de 10%	x mais en négligeant l'apport d'énergie fossile	Pas systématique, parfois prise en compte de recyclage du digestat		x 2 km de transport et 10 dans le cas							x via les scénarii d'étude	
Commission Européenne, 2008	x	x		x	Prorata énergétique		x via un crédit d'émission en remplacement de N minéral							x	
Ishikawa 2006		x		x	Substitution		X							x	
Scholwin 2006	x	non pertinent	x	x	Substitution (digestats)		pas de transport nécessaire	x	x	x				x	
Hartmann 2006	x	x	x	x	Intégralité des impacts alloués à l'électricité et non chaleur. digestats = recyclage d'un partie du substrat	Séparation phases liquides et solides	x	x	x	x	x			x	
DTU / Xergi 2007	x	x	x	x	Substitution	x	non précisé	x	non précisé			non précisé	x	non précisé	
IFEU 2004	x	x	non précisé		Varie	non précisé									
RDC Env. / ADEME GDF 2007				x	Substitution	x		x	x	x		x	x		
Offices généraux de l'énergie, env. et agriculture suisses 2007	x	x	x pour lisier optimisé	x	Allocation économique ou physique (masse, énergie)	non précisé									
JEC 2007		x	x uniquement pour fumier et lisier	x	Substitution				x CH4	non précisé				x	

Tableau 22 - Étapes prises en compte dans les références sélectionnées

➤ Limites des systèmes (suite)

RÉFÉRENCES	Valorisation alternative du substrat du bilan de la filière biogaz	Valorisation du biogaz								
		Carburant: épuration du biogaz	Carburant: distribution	Carburant: combustion	Electricité: Production	Electricité: distribution	Chaleur: production	Chaleur: distribution	Cogénération: Production	Cogénération: Distribution
Chevalier et Meunier	x =compostage									x y.c. consommation de lubrifiant moteur
Auer et al.	x =fertilisation	x	x	x						
Hansen										
Börjesson et Mattiasson, 2007		x	x	x						
Börjesson et Berglund, 2007		x					x		x	
Börjesson et Berglund, 2006		x					x		x	
Berglund et Börjesson, 2006		x								
Gartner et al.		x			x		x		x	
Gérin et al., 2008					x					
Commission Européenne, 2008					x					
Ishikawa 2006									x	
Scholwin 2006					x		x		x	
Hartmann 2006	x =fertilisation								x	
DTU / Xergi 2007	x épandage direct ou compostage	x		x					X	
IFEU 2004	non précisé			x						
RDC Env. / ADEME GDF 2007		x	x	x	x		x		x	
Offices généraux de l'énergie, env. et agriculture suisses 2007										
JEC 2007	x épandage direct ou compostage	x	x	x	x	x			x	x

L'analyse du Tableau 22 permet de mettre en évidence les points suivants :

- Les principales étapes des filières de production du biogaz sont globalement bien prises en compte dans les études : production ou collecte de la ressource, production du biogaz et phases de transport intermédiaires.
- Les différences portent plutôt sur la manière dont sont décrites chacune de ces étapes et les liens entre elles. Les résultats sont principalement liés au fait que la valorisation des digestats soit prise en compte ou non, et si elle l'est, de quelle façon. En général, le digestat est supposé être valorisé en épandage, mais cette étape est rarement précédée d'une étape de traitement (compostage ou uniquement séparation des phases liquide et solide), alors que celle-ci peut modifier significativement les résultats sur certains impacts, notamment ceux liés aux émissions de CH₄, N₂O et NH₃ (effet de serre, eutrophisation, acidification). Cette valorisation est souvent prise en compte comme une substitution du digestat à un engrais organique ou minéral, à laquelle sont associés des impacts évités (en positif ou en négatif) correspondant à ceux de la chaîne de production des engrais remplacés. Elle peut aussi être considérée comme un recyclage des nutriments au sein de la filière, et dans ce cas, il n'y a pas de crédit associé à une substitution d'engrais, mais juste une diminution des consommations.
- Les pertes de méthane (lors du stockage du digestat ou de la production de biogaz) sont parfois explicitement prises en compte. Leur contribution à l'effet de serre peut être significative : les émissions de méthane peuvent par exemple atteindre lors de la méthanisation 3% du méthane contenu dans le biogaz produit.
- Lorsque la valorisation du biogaz est incluse, les impacts liés au procédé de conversion sont évalués (production d'électricité et de chaleur, utilisation du carburant dans le véhicule et rendements associés). L'étape de distribution de l'énergie, sauf dans le cas carburant, est en revanche très rarement prise en compte.
- Dans le cas de la valorisation carburant, l'étape d'épuration pour atteindre une qualité gaz naturel est toujours prise en compte.
- Les impacts associés à la construction et au démantèlement des infrastructures sont peu souvent pris en compte dans les études, compte tenu a priori de leur faible contribution aux impacts généralement étudiés (intensification de l'effet de serre, consommations d'énergie). Il convient cependant de noter que cette contribution peut être significative pour certains impacts, plus rarement évalués (déplétion des ressources minérales, destruction de la couche d'ozone).

➤ Valorisation énergétique et filières de référence pour la comparaison

RÉFÉRENCES	Fossiles	Renouvelables
Chevalier et Meunier	Gaz naturel	
Auer et al.	MTBE	E85 ex blé et ex bois
Hansen	Autre filière de traitement des déchets: incinération	
Börjesson et Mattiasson, 2007	Gazole, essence	Biodiesel de colza, éthanol de blé, méthanol/DME de saule
Börjesson et Berglund, 2007	Gaz naturel pour la production d'électricité et de chaleur, essence pour l'usage carburant	Chaleur ex paille, méthanol à partir de saules (TCR)
Börjesson et Berglund, 2006		
Berglund et Börjesson, 2006		
Gartner et al.		
Gérin et al., 2008		Turbine au gaz naturel, rendement de 55%
Commission Européenne, 2008	Essence, gazole	Tous les biocarburants liquides de 1ère et 2ème générations
Ishikawa 2006		
Scholwin 2006	Filières de référence de production d'électricité : ex GN, ex Lignite	Filières de référence de production d'électricité : photovoltaïque, éolien, hydraulique, biomasse (bois), géothermie
Hartmann 2006		
DTU / Xergi 2007	Essence + Diesel pour le transport Gaz naturel pour prod. chaleur + charbon pour cogénération	EMHV colza et EtOH blé G1+ G2
IFEU 2004	Essence et Gaz Naturel Véhicule	EtOH (nombreuses filières G1 + filière G2 ex lignocellulose), ETBE, EMHV (nombreuses filières), EMHU, EMHA, HVP, BtL, Méthanol, H2, DME, MTBE
RDC Env. / ADEME GDF 2007	Véhicule Essence, Diesel et Gaz Naturel pour la valorisation carburant. Pour la valo électricité : mix français de production. Pour la valo chaleur : prod. d'une chaudière au fioul ou au gaz naturel	
Offices généraux de l'énergie, env. et agriculture suisses 2007	Essence, Diesel, GNV	EtOH G1 (ex betterave) + G2 (x-cellulose) ; EMHV colza
JEC 2007	Essence, Diesel, GNV, GPL, CtL, GtL, H2	EtOH (nombreuses filières G1 + filières G2 ex lignocellulose), ETBE, EMHV (nombreuses filières G1), EEHV, BtL, Méthanol, H2, DME, MTBE

Tableau 23 - Types de valorisations énergétiques et filières de référence

Le Tableau 24 montre que :

- La plupart des études sélectionnées s'intéressent à l'usage carburant du biogaz. Dans ce cas, les résultats des bilans environnementaux sont comparés à ceux de filières de référence qui sont, soit des carburants fossiles (essence, gazole, mais également GNV ou MTBE), soit des carburants d'origine végétale (EMHV, éthanol, ETBE tous trois de première génération, et dans certains cas également, filières de deuxième génération, hydrogène, méthanol, DME).
- Certaines études ont été retenues bien que n'abordant pas l'usage carburant du biogaz. Dans ce cas, les utilisations envisagées sont soit la production de chaleur ou d'électricité, soit la cogénération. Dans ces cas, les filières de référence les plus fréquemment utilisées pour la comparaison sont soit la production d'énergie à partir de gaz naturel, soit le mix énergétique moyen considéré pour la zone d'étude.

➤ Variantes, sensibilité

- Beaucoup d'études de sensibilité sont proposées, du fait du grand nombre de variantes possibles pour décrire les filières biogaz.
- Les études de sensibilité menées dans les travaux sélectionnés sont très variées et portent à chaque fois sur des paramètres différents. Les études de sensibilité disponibles sont relatives :
 - aux pertes en CH₄ à l'étape de production du biogaz,
 - au mode d'allocation des impacts,
 - aux pratiques culturales,
 - au mix de ressources en entrée du méthaniseur,

- aux distances de transport,
- à la valorisation du digestat,
- à la taille et à la technologie (incluant également le mode de valorisation de la chaleur coproduite) des unités de méthanisation,
- à la taille et à la technologie du convertisseur biogaz vers énergie.

Un autre paramètre sensible est le besoin en dilution, plus important avec les substrats à taux d'humidité faible : ce taux a un impact sur la production de digestats et donc sur le bilan global.

Les études de sensibilité montrent également une forte variabilité en fonction du rayon d'approvisionnement (ressource vers unité et digestat vers zone d'épandage).

- Les paramètres sensibles pour chacune des étapes de la filière sont les suivants :

Association Française du Gaz Naturel pour Véhicules (AFGNV)

10, rue Saint Florentin 75001 Paris
 Tél : 01 42 97 97 99 - Fax : 01 42 97 40 60
www.afgnv.com
afgnv@wanadoo.fr

Culture ou collecte	Production du biogaz	Utilisation du biogaz
<i>Type de culture</i> - Rendement - Intrants (type et quantité) - Pratique culturale <i>Distances de transport</i>	- Compostition de la matière première - Rendement en biogaz - Taille de l'unité - Valorisation du digestat - Prétraitement du digestat avant valorisation - Pertes en CH4	<i>Type de valorisation du biogaz</i> - Efficacité énergétique - Filière de substitution <i>Prétraitement du biogaz avant utilisation (épuration)</i>

2.3.3 Intérêts et limites des ACV

2.3.3.1 Qualité des études ACV

Légende du Tableau 24 :

--	Très insuffisant
-	Insuffisant
0	Acceptable
+	Satisfaisant
++	Très satisfaisant

RÉFÉRENCES	Qualité de l'analyse				Données		Résultats				Pertinence pour la présente étude
	Transparence du document	Conformité méthodologie ACV	Étendue du champ (nombre de cat. d'impacts et niveau de	Revue critique	Représentativité, complétude	Disponibilité, transparence	Transparence	Analyse de sensibilité	Richesse de l'interprétation: filières	Richesse de l'interprétation: comparaison de filières	
Chevalier et Meunier	+	++	+		+	++	+	sur cogen	+	+	+
Auer et al.	-	++	+		+			non	0	0	+
Hansen	-	?	+			-	+	oui, sur 7 étapes différentes	0	0	0
Börjesson et Mattiasson, 2007	+	0	+		0	-	0	non	+	+	+
Börjesson et Berglund, 2007	++	++	++		+	++	+	non	++	++	++
Börjesson et Berglund, 2006	++	++	++		+	++	+	sur pertes de CH4 à la production du biogaz	++	++	++
Berglund et Börjesson, 2006	++	+	+		+	+	+	sur le mode d'allocation	+		++
Gartner et al.	0	++	++		0	-	-	oui, sur de nombreuses variables	+	+	0
Gérin et al., 2008	+	-	+		-	+	+	via scenarii	+	-	+
Commission Européenne, 2008	0	+	+		0	0	+	non	0	0	+
Ishikawa 2006	--	-	--	non	-	--	-	oui	-	--	0
Scholwin 2006	++	+	++	non	++	0 (++ pour les données hors process : consos d'intrants notamment et -- pour les données process intégralement manquantes)	+	oui, technologies de valorisation en électricité et/ou chaleur	0	+	+
Hartmann 2006	++	++	++	oui	++	++	+	oui, sur un grand nombre de variables	++	+	++
DTU / Xergi 2007	+	+	+	RC annoncée	+	+	+	+	+	+	+
IFEU 2004	0	sans objet (revue bibliographique et non ACV)	0	non	0	-	+	non	+	++	+
RDC Env. / ADEME GDF 2007	++	++	+	oui	++	+	++	+	+	+	++
Offices généraux de l'énergie, env. et agriculture suisses 2007	+	+	+	oui	0 (Suisse)	0	+ (en Allemand)	oui (notamment sur l'allocation)	+	++	+
JEC 2007	+	0	0	non	0	+	+	non	0	+	+

Tableau 24 - Qualité des études retenues

La qualité des études disponibles est relativement hétérogène :

- En particulier, le niveau de transparence des données utilisées, des résultats et de leur analyse est relativement variable. Ceci est principalement lié au grand nombre de données utilisées et à la difficulté de les présenter de manière exhaustive et lisible.
- Les études recensées sont globalement conformes aux principes des ACV, bien que peu d'études aient fait l'objet d'une revue critique, au sens de la norme ISO 14040 sur les ACV.
- Les études recensées portent plutôt sur des cas européens, centrés sur l'Allemagne et l'Europe du Nord (Suède principalement), ce qui explique notamment la répartition du nombre d'études en fonction des ressources considérées (plutôt cultures dédiées que déchets industriels par exemple).
- Bien que la pertinence des études analysées soit variable, chacune d'entre elles apporte un éclairage sur au moins un aspect des bilans environnementaux des filières biogaz.

2.3.3.2 Identification d'aspects méthodologiques spécifiques au biogaz

La bibliographie présentée montre la grande variété de filières biogaz possibles, en fonction des ressources, des procédés de conversion et des différentes valorisations du biogaz et des digestats considérés. Beaucoup de variantes sont donc possibles, pour une même ressource, sachant que les résultats sont sensibles à de nombreux paramètres des systèmes.

Une spécificité des filières biogaz est la production du digestat, qui est considéré comme un coproduit du biogaz, et comptabilisé soit via la substitution d'intrants agricoles, soit comme une autoconsommation sur la filière dans son ensemble, dans la mesure où il est utilisé en amont à l'étape de culture.

La prise en compte de l'usage des sols dans le cas des filières biogaz est également un paramètre spécifique : la comparaison des impacts environnementaux entre du biogaz issu de cultures dédiées d'une part et du biogaz issu du traitement de déchets implique de faire des hypothèses sur des scénarios associés pour l'usage des sols. La définition du périmètre pertinent pour l'étude de ces filières apparaît donc comme déterminante.

Enfin, la dernière caractéristique notable pour les bilans environnementaux des filières biométhane carburant est leur composante très locale : la production de la ressource comme du biogaz sont des opérations liées à un contexte local. Ceci implique d'une part qu'une analyse limitée à l'évaluation de l'intensification de l'effet de serre et aux consommations d'énergie n'est pas suffisante, et d'autre part qu'a priori, l'agrégation sur les différentes étapes des impacts locaux peut être pertinente, puisque l'ensemble de la filière est plutôt concentré sur un territoire (ce qui n'est pas le cas des filières carburants fossiles, pour lesquels la production de la ressource, sa transformation et son utilisation sont géographiquement dispersées).

2.3.4 Résultats

2.3.4.1 Production du biogaz brut

➤ Hétérogénéité/homogénéité des conclusions

Il est délicat de synthétiser les résultats de ces différentes études, dans la mesure où ils restent très dépendants des objectifs associés (évaluation ou comparaison, unité fonctionnelle...) et du champ de l'étude (étapes prises en compte, impacts considérés, filières de référence).

La description des filières est pertinente au niveau local, même pour les cultures dédiées, mais il est probable que cette conclusion soit différente sur les filières utilisant la méthanation.

➤ Contributions par étapes

Effet de serre et consommations d'énergie

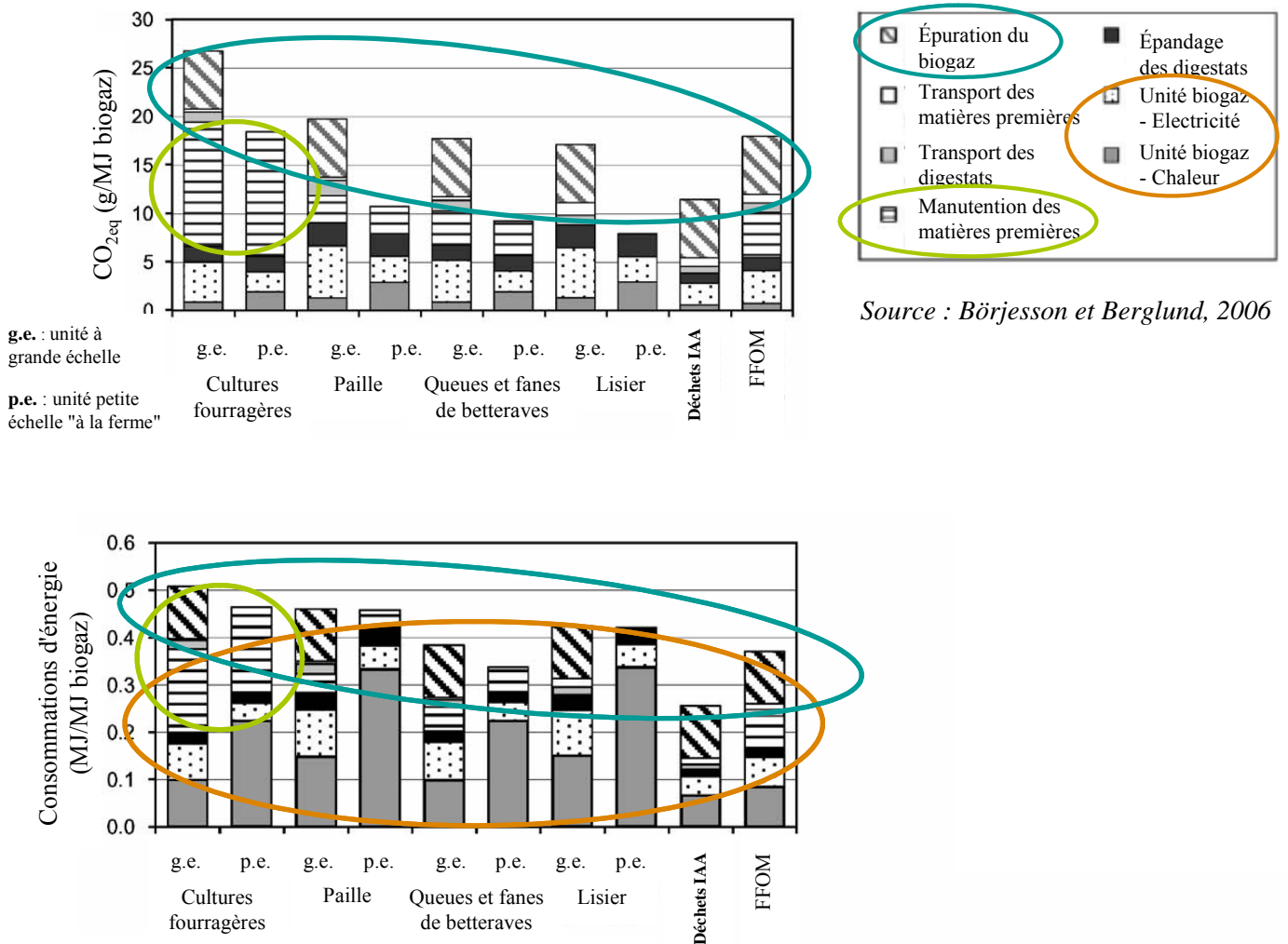


Figure 35 - Exemple de répartition des émissions de GES associées à la production du biogaz (Börjesson et Berglund, 2007)

Dans le cas des déchets, c'est l'étape de méthanisation des déchets qui impacte le plus les bilans d'énergie et les bilans d'émissions de gaz à effet de serre. En revanche, c'est l'étape de culture qui est la plus pénalisante dans le cas des cultures dédiées (Figure 35).

L'étape de purification du biogaz pour un usage carburant a également une contribution importante à ces impacts.

Acidification

Les résultats sur l'impact acidification (Figure 36) sont très liés au type de ressource utilisée et à la qualité et la valorisation du digestat, ceci à deux titres :

- Le compostage et l'épandage du digestat peuvent fortement contribuer à l'acidification,
- D'un autre côté, le traitement des déchets, notamment tels que le lisier, évitent des émissions responsables de l'acidification

L'étape de production du biogaz a également une contribution significative au bilan.

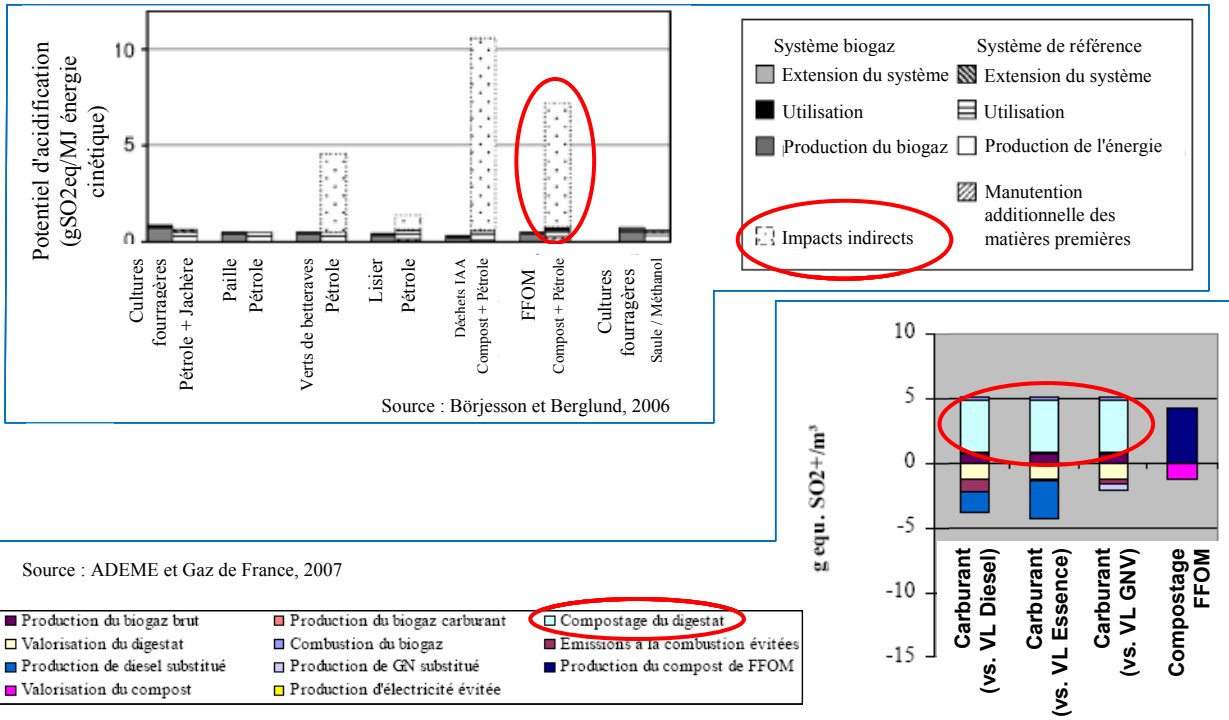


Figure 36 - Exemples de répartition des émissions responsables de l'acidification par étape sur les filières de production de biogaz (problèmes d'affichage)

Eutrophisation

Les conclusions pour l'eutrophisation sont proches de celles relatives à l'acidification (Figure 37). Les étapes de production du biogaz et de valorisation du digestat sont les plus impactantes.

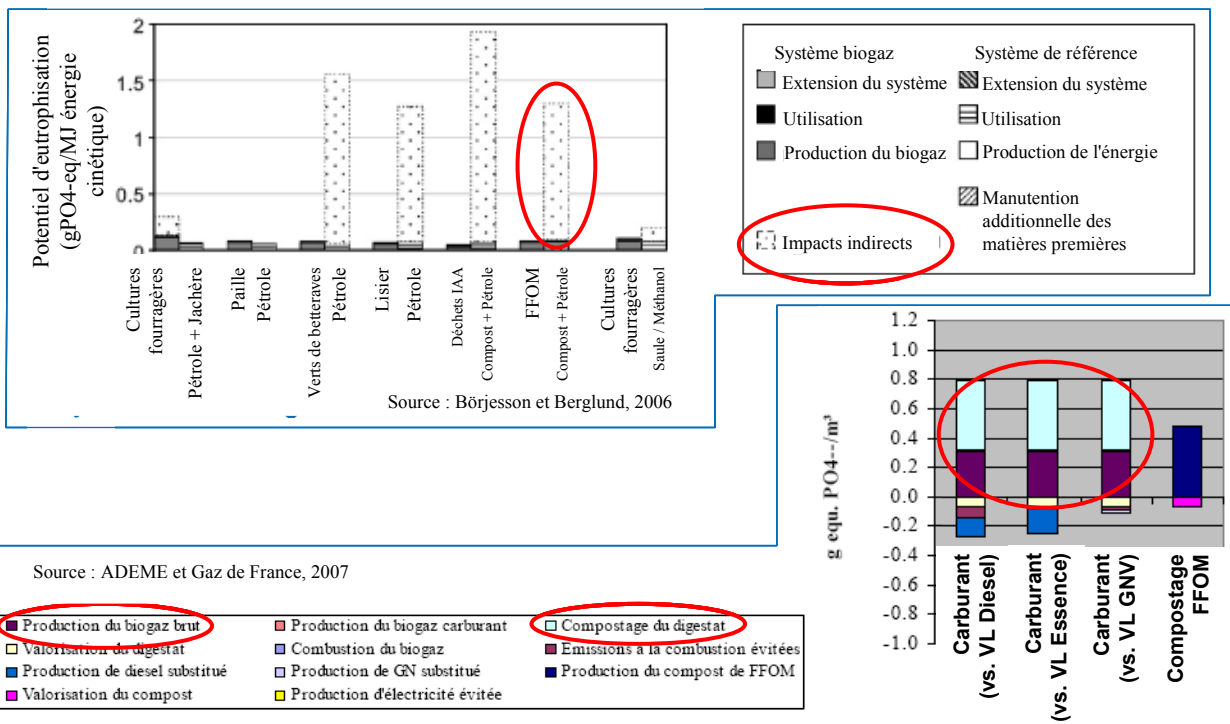


Figure 37 - Exemples de répartition des émissions responsables de l'eutrophisation par étape pour les filières de production de biogaz (problèmes d'affichage)

Création d'oxydants photochimiques

La création d'oxydants photochimiques, associée aux émissions de CO, HC et CH₄, est principalement liée aux étapes nécessitant l'utilisation de combustibles fossiles (carburants pour le transport de la matière première par exemple). Ce sont donc les étapes de culture, transport, et manipulation de la ressource et du digestat qui ont la plus grande contribution. Dans certains cas, la production de chaleur sur le site de méthanisation contribue également fortement à cet impact.

Toxicité

Plusieurs études abordent l'évaluation de la toxicité. Il est cependant difficile de conclure sur cet impact, car les études en question ne l'évaluent pas à partir des mêmes émissions de polluants, lorsque celles-ci sont explicitement précisées.

2.3.4.2 Production du biogaz pour un usage carburant

Ce paragraphe présente les résultats des études ayant évalué l'usage carburant du biométhane, en comparaison avec une référence fossile. Les gains sont exprimés en pourcentage de variation par rapport à cette référence : une variation positive correspond à un impact moindre pour la filière biogaz et une variation négative à un impact plus mauvais dans le cas de la filière biogaz.

Effet de serre

Toutes les études rapportent une réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le cas de l'utilisation du biogaz carburant en substitution à un carburant fossile (Figure 38). Sauf quelques exceptions, les résultats sont relativement homogènes d'une étude à l'autre.

Les réductions les plus importantes sont obtenues à partir des déchets ménagers ou des effluents d'élevage, et varient entre 60 et presque 190%. Dans le cas des cultures dédiées, la réduction se situe plutôt autour de 50%.

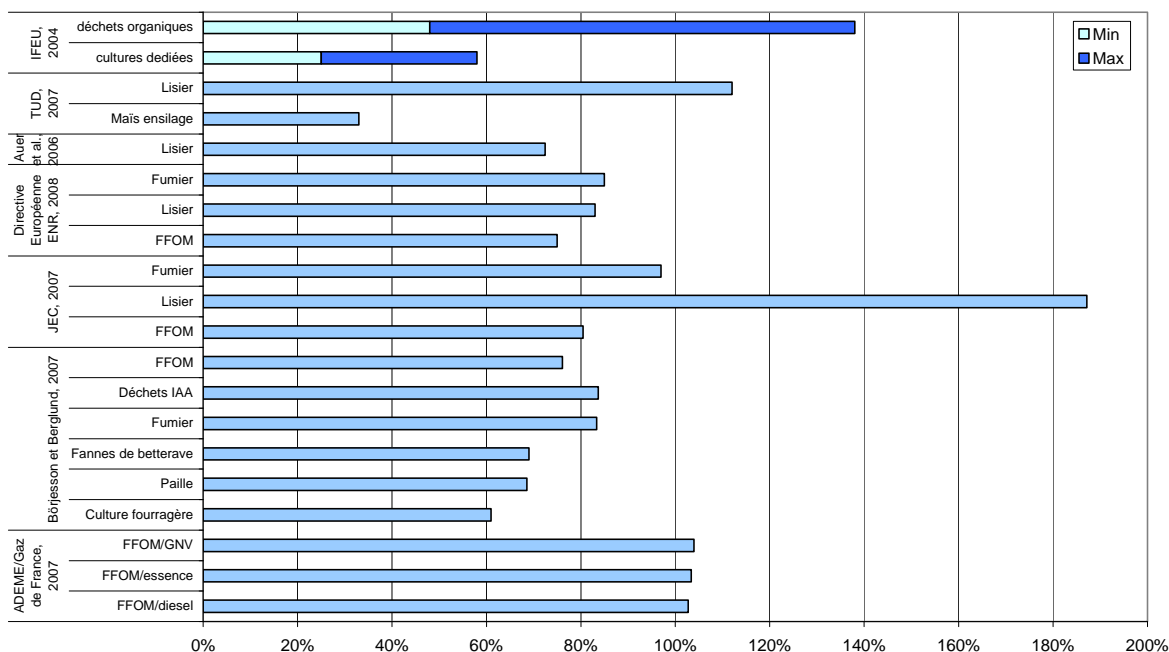


Figure 38 - Comparaison des gains associés aux filières biogaz carburant par rapport à une référence fossile : Émissions de gaz effet de serre

La source IFEU, 2004 est elle-même une revue bibliographique. Les résultats qui sont reportés dans la Figure 38 correspondent aux valeurs minimum et maximum relevées dans cette publication.

Les pourcentages indiqués dans la Figure 38 correspondent aux réductions d'émissions de GES associées aux filières biométhane carburant par comparaison à celles des filières de référence fossiles. Dans le cas où la filière biométhane a un bilan GES négatif (ce qui peut se produire si la filière de valorisation permet d'éviter des émissions de méthane, dont le pouvoir de réchauffement global est 25 fois supérieur à celui du CO₂), le pourcentage est donc supérieur à 100.

Consommation d'énergie non renouvelable

Pour cet impact encore, toutes les études montrent une réduction associée à la filière biogaz carburant par rapport à une référence fossile (Figure 39). Les résultats sont en revanche moins homogènes. Il n'est pas possible de dégager de tendance générale, même si, pour une même référence, les réductions associées aux filières biogaz ex-déchets sont supérieures à celles des filières ex-cultures dédiées.

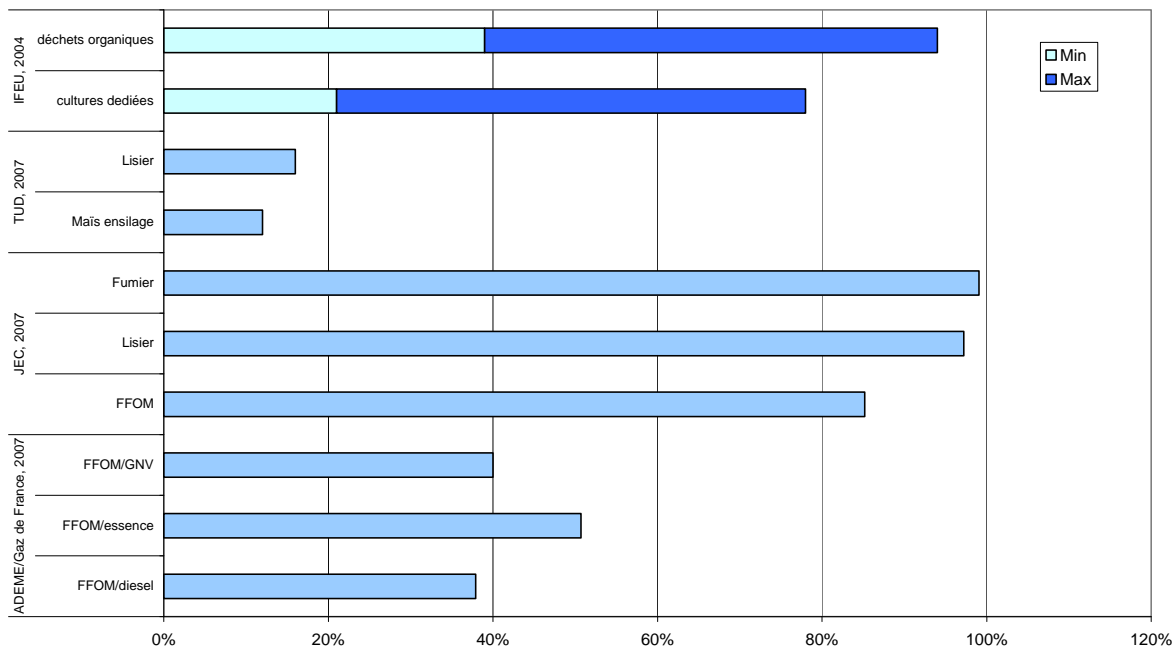


Figure 39 - Comparaison des gains associés aux filières biogaz carburant par rapport à une référence fossile : Consommations d'énergie non renouvelable

Autres impacts environnementaux

Les résultats montrent une grande variabilité des gains associés aux filières biogaz pour les impacts acidification et eutrophisation (Figure 40). Ceci est principalement lié :

- au traitement des digestats avant épandage (compostage dans le cas de l'étude ADEME et Gaz de France, 2007), qui lorsqu'il est appliqué, induit une augmentation significative des émissions de NH_3 , contribuant à ces deux impacts,
- aux émissions associées aux intrants azotés dans le cas des cultures dédiées, pour l'impact eutrophisation.

Sur l'impact création d'oxydants photochimiques, les deux sources s'accordent sur des gains pour les filières biogaz allant de 35 à 80%. Une seule source a étudié les émissions de particules : elle montre des gains pour les filières biogaz autour de 40%.

La variabilité des résultats est très liée aux hypothèses faites sur le traitement du digestat : certaines études tiennent compte d'un traitement de ce digestat avant épandage (ADEME / Gaz de France, 2007 notamment), d'autres non (Börjesson et Berglund, 2007). Or cette étape a une contribution importante à l'acidification et l'eutrophisation, ce qui explique en partie les différences entre les résultats. Les variations de traitement peuvent notamment s'expliquer par le fait que les ressources traitées sont différentes : dans le cas suédois, il s'agit surtout de lisier, d'où des digestats principalement liquides, ne nécessitant pas de compostage avant épandage.

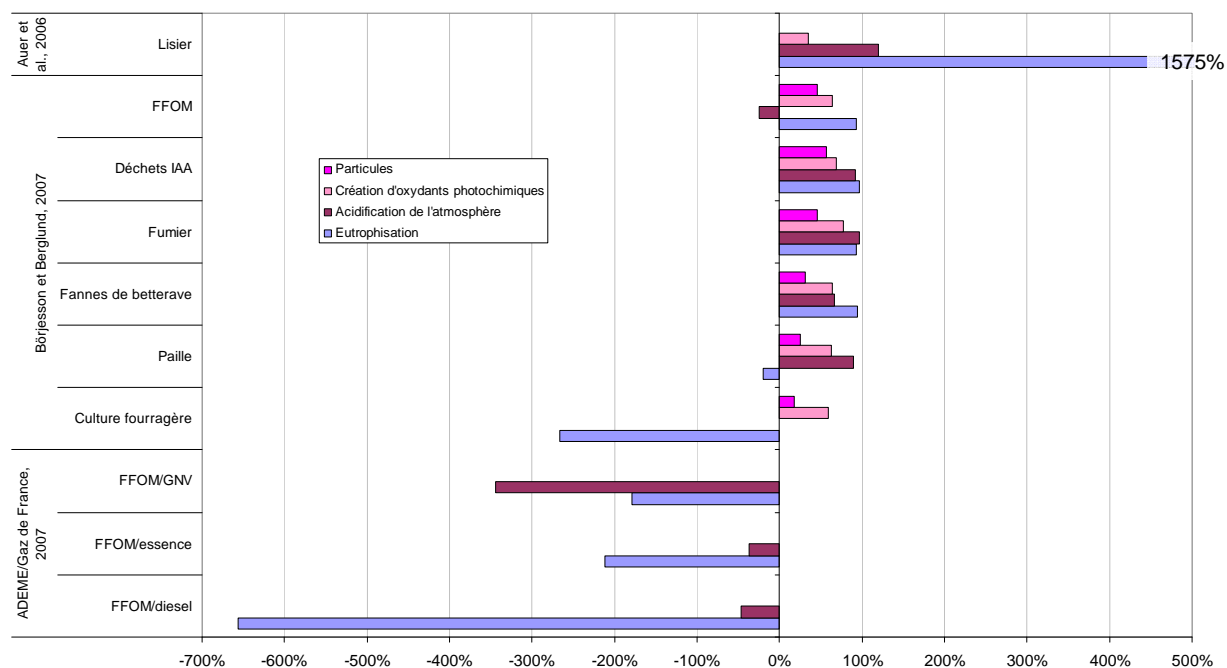


Figure 40 - Comparaison des gains associés aux filières biogaz carburant par rapport à une référence fossile : Impacts environnementaux locaux

2.3.5 Conclusion

Les différentes filières biométhane carburant étudiées présentent des gains environnementaux par rapport à leurs références fossiles pour les impacts globaux que sont l'intensification de l'effet de serre et les consommations d'énergie non renouvelable. Cependant, ces filières étant structurellement plutôt des filières locales, il n'est pas suffisant d'étudier ces seuls impacts. Or la bibliographie montre que pour les impacts environnementaux locaux (notamment acidification et eutrophisation), le bilan associé aux filières biométhane carburant n'est pas toujours en leur faveur et reste très dépendant des conditions locales, du système considéré (notamment de la prise en compte et la valorisation des digestats) et des filières de référence fossiles.

La bibliographie présente beaucoup de résultats sur les filières utilisant les effluents agricoles et les cultures dédiées, mais assez peu sur les déchets industriels et sur la méthanation. A l'échelle de la France, ces ressources représentent toutefois un potentiel significatif : il pourrait donc être intéressant d'en évaluer, en plus des ressources disponibles, les bilans environnementaux.

Enfin, les ACV disponibles décrivent assez peu les impacts des filières de codigestion (méthanisation de différents substrats en mélange), pourtant les plus représentatives des systèmes qui vont vraisemblablement se développer. De même les installations de méthanisation à la ferme sont susceptibles dans l'avenir de ne pas être les plus représentatives pour une valorisation carburant du biogaz. Des études complémentaires pourraient donc utilement compléter la bibliographie existante en évaluant des scénarios d'implantation de filières biométhane carburant, à la fois sur les impacts locaux et globaux, et surtout en utilisant une description adaptée des systèmes aux échelles locales : prise en compte des différents substrats utilisés, description adaptée de la logistique associée et des valorisations respectives des digestats et du biogaz.

2.4 Biométhane issu de cultures énergétiques dédiées - Filières en débat

Pour développer la filière biométhane carburant, la première étape consiste à valoriser au maximum les ressources fatales.

Ensuite, le potentiel de production de biogaz carburant pourrait augmenter grâce à l'incorporation de cultures énergétiques dédiées (cf. Figure 41). Des opérations existent déjà (Allemagne, Autriche).

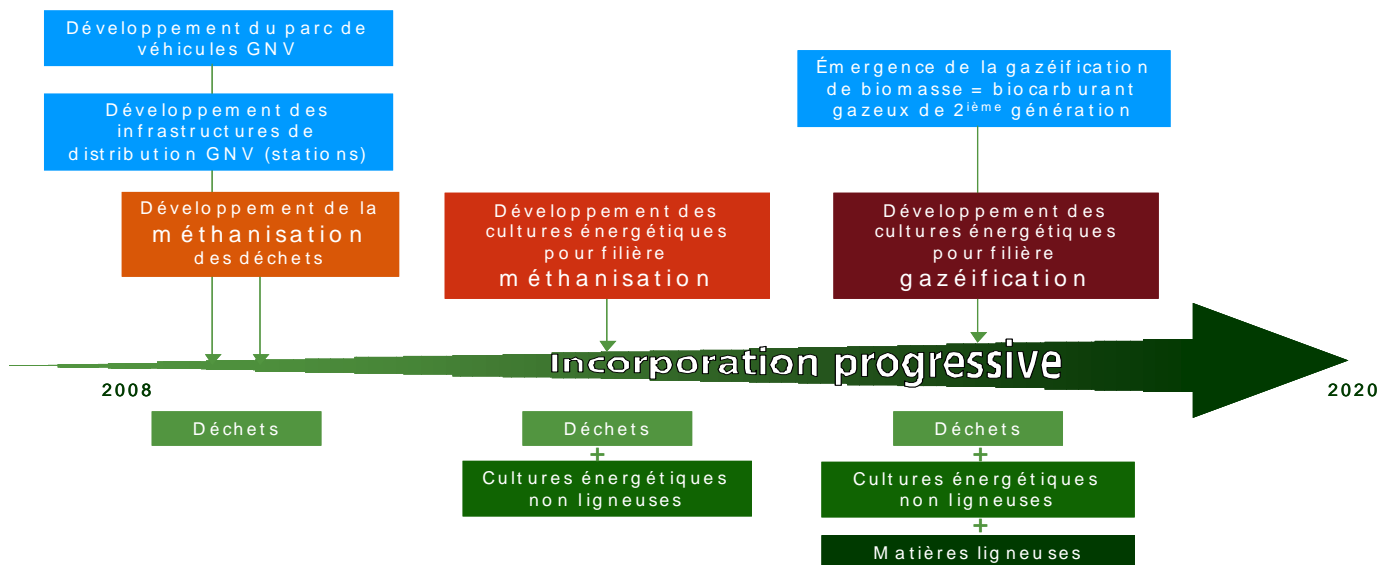


Figure 41 - Perspectives des ressources mobilisables pour produire du biométhane carburant

Par contre, pour que la production de biométhane carburant à partir de cultures énergétiques soit durable, d'un point de vue environnemental, social et économique, il faut veiller à utiliser des cultures non concurrentes de la production alimentaire et/ou d'autres filières énergétiques ou de production de biens matériels. De plus, l'utilisation des terres agricoles doit être optimisée en récoltant ces cultures énergétiques au moment où la plante a le plus fort pouvoir méthanogène (ce qui arrive parfois avant la maturité, au contraire d'une valorisation en filière classique agroalimentaire ou alimentation animale). Cela permettrait de réduire l'impact environnemental lié à la production des cultures énergétiques.

Un autre atout important de la digestion anaérobie est la possibilité d'épandre le digestat (co-produit du biogaz) sur les terres agricoles en remplacement d'engrais chimiques.

En Allemagne, grâce à une fiscalité avantageuse, la méthanisation de cultures énergétiques s'est fortement développée. Cependant, la plante majoritairement utilisée est le maïs, qui présente un pouvoir méthanogène intéressant, mais pose de sérieux problèmes, notamment d'importants besoins en irrigation.

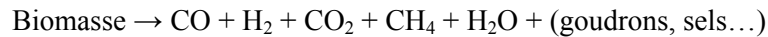
Il est donc essentiel d'identifier des plantes qui permettent de produire du biométhane carburant de façon la plus durable possibles (luzerne, Sorgho Biomasse³⁴...). Dans ce sens, des recherches sont menées par exemple dans le nord de l'Europe. Elles portent sur le type de cultures et sur la rotation optimale de ces cultures par rapport au rendement de la digestion anaérobie et des performances environnementales du système.

³⁴ Le sorgho biomasse vient d'être sélectionné par le programme REGIX de l'ANR (Agence Nationale de la Recherche) comme un des végétaux les plus intéressants pour la production de biocarburant de 2^{ème} génération. Ce végétal présente un rendement moyen de 70 t / ha de matière brute équivalent à une production de 5 tep / ha. Ces cultures pourraient notamment être envisagées en France sur les anciennes surfaces de jachères et en culture dérobée sur une partie de la surface agricole utile.

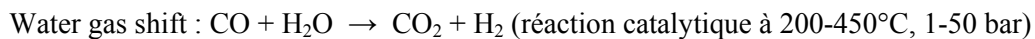
2.5 GNV de substitution issu de gazéification de la biomasse - Filières en perspective

La gazéification de la biomasse est une voie prometteuse pour produire du biocarburant gazeux, appelé gaz naturel de substitution (en anglais : Substitute Natural Gas, ou SNG) à partir de biomasse ligno-cellulosique. La production du SNG se déroule en deux étapes : une première étape de gazéification, suivie d'une étape de méthanation.

La **gazéification** de la biomasse permet de transformer la biomasse en un « gaz de synthèse » (ou syngas) riche en hydrogène, monoxyde de carbone et méthane. La gazéification s'opère à une température moyenne de 800 à 1 000 °C dans un environnement partiellement oxydé.



La **méthanation** est un procédé catalytique permettant la conversion du syngas en méthane. La stœchiométrie de la réaction de méthanation nécessite un rapport optimal ($[\text{H}_2]/[\text{CO}] = 3$). Il est donc parfois nécessaire de réaliser une réaction de water gas shift au préalable afin d'ajuster ce rapport.



Le CO₂ et l'eau sont ensuite séparés du méthane afin d'obtenir un SNG ayant des propriétés similaires au gaz naturel.

Cette filière se positionne sur une biomasse différente de celle utilisée pour la méthanisation : ressource plus ligneuse et moins humide. A long terme, elle permettrait donc d'atteindre un potentiel de biocarburant gazeux encore plus important.

Aujourd'hui, les procédés de gazéification et de méthanation sont connus, mais ils doivent être adaptés à la biomasse. Plusieurs projets sont en cours pour produire de l'électricité et de la chaleur :

- Projet ECN (Energy Center of Netherlands) : une unité de démonstration de 10 MWth (biomasse entrante).
- Projet Bio-SNG : projet européen dont l'objectif est de réaliser et de démontrer la production de SNG à partir de biomasse solide. Démonstrateur à Güssing (Autriche) de 8 MWth. Le projet a débuté en 2006 pour une durée de 36 mois.
- Projet Gazobois : l'objectif est de réaliser une installation industrielle de production de SNG couvrant les besoins d'environ 25 000 ménages en Suisse romande, dans la zone industrielle d'Eclepens avec une mise en service prévue pour 2010-2011.
- Projet GoBiGas : projet dont l'objectif est de construire en 2012, une unité de 140 MWth à Rya (Suède).

3 Conclusions

Les résultats de la présente étude mettent en avant les intérêts réels du biométhane pour un usage carburant. En France, le potentiel des ressources pour la production de biogaz brut issu des seules filières mobilisant des déchets, pour lesquelles les technologies sont disponibles aujourd'hui, s'élève au minimum à 7 Mtep/an, sans tenir compte des contraintes de rentabilité des installations ou de la dispersion de la ressource. L'estimation des capacités de production maximales à partir du parc existant et des projets d'installations aboutit quant à elle à un potentiel de 1,9 Mtep de biogaz carburant par an à l'horizon 2015/2020. Ce potentiel, même s'il ne prend pas en compte les possibles concurrences entre usages du biogaz produit (chaleur, électricité, carburant), est significatif puisqu'il est déjà supérieur à la quantité de biocarburants liquides incorporés dans les carburants routiers aujourd'hui en France (1,85 Mtep en 2007). L'utilisation des déchets pour la production de biométhane carburant apparaît donc pertinente, même si le potentiel en est physiquement limité. Les filières de production du biogaz à partir de cultures énergétiques dédiées, et à plus long terme le recours à la gazéification suivie de la méthanation, permettant de mobiliser les ressources lignocellulosiques, peuvent contribuer à augmenter cette capacité de production de biométhane carburant.

Le développement des filières biométhane carburant dépend évidemment de leur intérêt économique. Les coûts de production du biométhane carburant, produit à partir de cultures énergétiques d'une part et de lisier d'autre part se situent respectivement entre 8 et 21 c€/kWh, et entre 5 et 15 c€/kWh, et décroissent lorsque la puissance augmente. Dans le cas d'une production à partir de déchets, le coût du biogaz épuré est inférieur à 7 c€/kWh, et son évolution en fonction de la puissance est difficile à estimer.

Un projet de production de biométhane carburant à partir de déchets est a priori plus rentable qu'un projet utilisant des cultures énergétiques. Sans redevance pour le lisier, les projets de production de biométhane mobilisant cette ressource sont susceptibles de devoir également traiter d'autres types de déchets pour rendre ces projets plus rentables. Seule une étude au cas par cas permet d'évaluer la rentabilité d'un projet de production de biométhane carburant.

Une motivation importante pour le développement des filières biométhane carburant est la diminution des impacts environnementaux. L'étude bibliographique menée ici fait apparaître clairement que le bilan environnemental des filières biogaz pour une utilisation comme carburant est positif sur l'effet de serre et les consommations d'énergie non renouvelable. Le bilan est en revanche variable en ce qui concerne les impacts locaux (eutrophisation, acidification, etc.) : certaines études montrent des bénéfices associés aux filières biométhane carburant comparées aux filières de référence fossiles, d'autres affichent des performances moins bonnes pour le biométhane carburant. Les sources de variations sont de différentes natures. Elles sont d'abord liées aux cas évalués, dans la mesure où ces impacts sont très dépendants des caractéristiques locales. Mais elles sont également liées à la méthodologie employée. En particulier, les limites des systèmes évalués (étapes considérées, filières de référence) et le mode de prise en compte des digestats (valorisation ou non, prétraitement du digestat avant valorisation) ont une influence importante sur les résultats.

Cette étude bibliographique met donc en avant la nécessité de conduire des études complémentaires, prenant en compte de manière explicite les spécificités des filières en France. Il existe en effet peu de travaux sur les déchets industriels, qui peuvent représenter un potentiel intéressant en France. Dans une démarche un peu plus prospective, il convient également de détailler les bilans environnementaux des filières utilisant la gazéification suivie de la méthanation, qui sont encore très peu développées aujourd'hui.

L'utilisation du biométhane comme carburant, qu'il soit produit à partir de déchets ou de cultures dédiées, présente donc un intérêt certain :

- le potentiel de ressources mobilisables pour sa production est d'ores et déjà significatif, et peut encore être augmenté, notamment via le développement des cultures énergétiques dédiées,
- cette utilisation permet de réduire les impacts des transports sur l'effet de serre et les consommations d'énergie non renouvelable. Ces atouts du biométhane carburant répondent aux exigences exprimées par la récente

Directive Européenne sur les Véhicules Propres³⁵ (qui vient d'être validée par le Parlement) en ce qui concerne la diminution d'émissions de gaz à effet de serre et de consommation d'énergie.

Il y a lieu toutefois d'apporter des précisions sur les conditions de développement de ces filières :

- du point de vue économique : concurrence entre les différents usages du biogaz, études de rentabilité des filières biométhane carburant en fonction des différentes ressources et des conditions de valorisation,
- du point de vue environnemental : impacts locaux.

Ces points peuvent faire l'objet d'études ultérieures, en complément du présent rapport.

³⁵ 2005/0283 (COD) Proposition révisée de Directive du Parlement européen et du Conseil de l'Union Européenne relative à la promotion de véhicules de transport routier propres et économes en énergie. Cette directive a comme but de « promouvoir les véhicules propres et économes en énergie » dans le cadre d'achat par des organismes publics.

Glossaire

Battance : Caractère d'un sol tendant à se désagréger et à former une croûte en surface sous l'action de la pluie. Elle se traduit par le colmatage, souvent visible à l'œil nu, de la porosité de la partie superficielle du sol, qui s'oppose à l'infiltration de l'eau, à la circulation de l'air, et favorise l'érosion hydrique.

Biodéchets : Déchets organiques provenant de la collecte sélective des ordures ménagères. Ils comprennent les restes de repas, les déchets de jardin et éventuellement les papiers et cartons.

DME : DiMéthyl Ether

Effluents industriels : Quantité d'effluents liquides, chargés en matière organique dissoute ou en suspension, généré par le process et/ou par les eaux de lavage, produits par les industries.

FFOM : Fraction Fermentescible des Ordures Ménagères

IAA : Industries Agroalimentaires

MO : Matière Organique

Mtep : Millions de tonnes équivalent pétrole

OMR : Ordures ménagères résiduelles : ordures restant à éliminer lorsque l'on a trié les déchets recyclables et, s'il y a lieu, les déchets compostables. C'est ce que l'on met dans la poubelle grise par opposition aux poubelles recueillant les déchets recyclables ou fermentescibles (vertes).

Potentiel méthanogène : Contenu énergétique d'un produit tenant compte du potentiel énergétique et du taux de transformation de la matière organique en biogaz.

Résidus de cultures : Part de biomasse végétale laissée au champs à l'issue de la récolte, correspondant à une fraction des parties aériennes et une fraction de partie souterraines.

SNG : Substitute Natural Gas. Biométhane issu de la gazéification de biomasse, suivie d'une étape de méthanation.

Bibliographie Potentiel

- [1] IFEN, Avril 2008, Les dossiers de l'Ifen, numéro 12, Les quantités de déchets produits et éliminés en France en 2004.
- [2] ADEME, Décembre 2007, La collecte des déchets par le service public en France, Résultats année 2005.
- [3] Record (REseau COopératif de Recherche sur les Déchets), C. Couturier, octobre 2004 – Potentiel et facteurs d'émergence de la récupération du biogaz et des gaz fatals http://www.record-net.org/record/etudesdownload/record02-0415_1A.pdf.
- [4] Solagro, Janvier 2008, Rapport, Waste Landfilling in Europe : Energy recovery and greenhouse gas mitigation.
- [5] EurObserv'ER, État des énergies renouvelables en Europe - 7e baromètre bilan.
- [6] ADEME, Évaluation de la production nationale des déchets non dangereux des entreprises en 2004, Etablissements industriels et commerciaux de 10 salariés et plus.
- [7] Agreste, 2002, L'agriculture, la forêt et les industries agroalimentaires.
- [8] AND International / Gaz de France / ADEME, 2004, Rapport, Le marché de la méthanisation en France.
- [9] Comité de Liaison Énergies Renouvelables (CLER), C. Couturier, 2006 - Biogaz et méthanisation, note pour les comités opérationnels 10 (Énergies renouvelables) et 15 (Agriculture).
- Solagro, septembre 1993 - Bilans énergétique, économique, écologique des filières méthane-carburant issu de biomasse agricole.
- ADEME - Tableau des rendements en biogaz des différents substrats méthanisables, comparaison des données issues de différentes sources bibliographiques.
- M. Maurer, Ecole Nationale Supérieure d'Ingénieurs Électriciens de Grenoble, Programme Energivie 2004 - Le Biogaz en Alsace : Potentiel, étude économique.
- Orgaterre, Solagro, décembre 2007 - La qualité agronomique des digestats, Synthèse.
- Chambre d'agriculture du Doubs, mars 2006 - Les énergies renouvelables en agriculture, fiche n°3 : L'intérêt agronomique du digestat issu de la méthanisation.
- P. Pouech, APESA, novembre 2007 : Formation ATEE biogaz agricole : processus biologique et produits de la digestion anaérobie.
- INRA, ADEME, mai 2006 - Une approche économique, énergétique et environnementale du gisement et de la collecte des pailles et d'une utilisation pour les filières éthanol

Bibliographie technico-économique

- [1] **BGW** (Bundesverbandes der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft) und **DVGW** (Deutscher Vereinigung des Gas- und Wasserfachs), *Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse*, <http://energytech.at/biomasse/results.html?id=4181&menulevel1=2&menulevel2=3>, **2005**.
- [2] **EUCAR - CONCAWE - JRC**, *Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context*, <http://ies.jrc.cec.eu.int/wtw.html>, **2007**.
- [3] **ADEME - Gaz de France**, *Etude technico-économique d'opérations biogaz carburant en Europe*, **2006**.
- [4] **DGEMP - DIDEME**, *Coût de référence de la production électrique, Deuxième partie - Moyens de Production décentralisés*, **2004**.
- [5] **IE** (Institute for Energy and Environment), *Biomethane from biogas : experiences, framework, perspectives*, Présentation, mars **2008**.
- [6] **SOLAGRO - CLER** (Comité de Liaison Energies Renouvelables), *Biogaz et méthanisation*, **2008**.
- [7] **FNR** (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.), *Biokraftstoffe, eine vergleichende Analyse*, http://www.fnr-server.de/pdf/literatur/pdf_236biokraftstoffvergleich2006.pdf, **2006**.
- [8] **EU-project Biogasmax** - Ellen Martensson, *Biogas as vehicle fuel in the Stockholm region - scénario 2020*, **2007**.
- [9] **IEA Bioenergy**, *Biogas upgrading to vehicle fuel standards and grid injection*, [http://www.iea-biogas.net/Dokumente/upgrading report final.pdf](http://www.iea-biogas.net/Dokumente/upgrading%20report%20final.pdf), 2006.
- [10] **Danish Energy Authority**, *Presentation to the 2nd Nordic Biogas Conference*, in Malmö Sweden, 5-7 March **2008**.
- [11] **IEA** (International Energy Agency), *Biofuels for transport*, <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/biofuels2004.pdf>, **2004**.
- [12] **IFP**, *Les biocarburants : état des lieux, perspectives et enjeux du développement*, Lavoisier Editions Technique et Documentation, **2006**.
- [13] **SGC**, *Biogas upgrading and use as transport fuel*, **2004**.
- [14] **SGC**, *Evaluation of upgrading techniques for biogas*, Report SGC 142, novembre **2003**.
- [15] **SGC** (Swedish Gas Centre), **SBGF** (Swedish Biogas Association) et **Gasföreningen** (Swedish Gas association), *Biogas from manure and waste products - Swedish case studies*, mai **2008**.
- [16] **Techniques de l'Ingénieur**, *Permétation gazeuse*, Charpin J, Agostini JP, *Traité Génie des procédés* Doc. J2800, septembre **2001**.
- [17] **ADEME, Gaz de France**, *Le Biogaz et sa valorisation - Guide méthodologique*.
- [18] **ADEME**, *Projets en cours de réalisation*, **2008**.

AFGNV
10, rue Saint Florentin 75001 Paris
Tél : 01 42 97 97 99 - Fax : 01 42 97 40 60
afgnv@wanadoo.fr - www.afgnv.com