

Académie des technologies

---

# Le biogaz

---

Rapport de l'Académie des technologies

Imprimé en France  
ISBN : 978-2-7598-1850-1

Tous droits de traduction, d'adaptation et de reproduction par tous procédés, réservés pour tous pays. La loi du 11 mars 1957 n'autorisant, aux termes des alinéas 2 et 3 de l'article 41, d'une part, que les « copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective », et d'autre part, que les analyses et les courtes citations dans un but d'exemple et d'illustration, « toute représentation intégrale, ou partielle, faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite » (alinéa 1<sup>er</sup> de l'article 40). Cette représentation ou reproduction, par quelque procédé que ce soit, constituerait donc une contrefaçon sanctionnée par les articles 425 et suivants du code pénal.

© EDP Sciences 2016

## PRÉFACE

Le biogaz, dont les principes de production datent du milieu du XIX<sup>e</sup> siècle, connaît depuis une quinzaine d'années un retour sur la scène mondiale comme source d'énergie renouvelable d'origine naturelle. Son exploitation industrielle permet le bouclage d'un cycle d'économie circulaire des ordures ménagères et des déchets organiques industriels ou agricoles. Elle peut aussi être intensifiée, à l'image du système allemand de production fermentaire qui utilisait jusqu'à très récemment le maïs comme source de matière première.

L'Académie des technologies a entrepris depuis plusieurs années une revue systématique et sans concessions des technologies de production des énergies renouvelables, sur les plans technique, économique et réglementaire en cherchant à faire partager au lecteur intéressé l'état des lieux qu'elle a établi. Le Groupe de travail, qui sous la présidence du regretté Daniel Thomas, s'est chargé de la réalisation de ce rapport, a auditionné les meilleurs spécialistes français du domaine, tant les chercheurs du secteur académique que les industriels présents dans ce secteur en cours de développement. Technologie « mûre », la production du biogaz fait également l'objet de recherches poussées, dont le Groupe a tenté de mesurer les perspectives. C'est dans ce cadre que s'inscrit ce rapport sur le biogaz. Ce dernier a été adopté par l'Assemblée le 13 mai 2015.

**Alain Bugat,**  
Président de l'Académie des technologies



## INTRODUCTION

### QU'EST CE QUE LE « BIOGAZ » ?

Le **biogaz** est le produit de la dégradation de la matière organique, d'origine animale ou végétale, par des microorganismes dans des conditions dites « anaérobies » c'est-à-dire en l'absence d'oxygène. Le phénomène est très largement observable dans la nature. Le savant italien Alessandro Volta [1745-1823] a été le premier à décrire et à analyser la composition du « gaz des marais ». En 1776 il en isole le composant majeur : le méthane. Les archaebactéries méthanogènes, qui sont présentes dans la nature, sont les organismes vivants producteurs du méthane. Ces mêmes bactéries ont produit le méthane conservé dans les terrains sédimentaires qui est extrait sous forme de « gaz naturel ». Ce procédé de production fermentaire est appelé **méthanisation**.

La composition du biogaz varie de façon importante selon les types de matières organiques digérées et les conditions de leur dégradation. Typiquement, le biogaz extrait des décharges d'ordures, où il est naturellement produit, est composé de 35 à 65 % de méthane, 15 à 50 % de gaz carbonique, 4 à 40 % d'azote et 0 à 5 % d'oxygène. Le gaz carbonique est un coproduit normal des réactions qui conduisent à la formation du méthane. Dans certaines conditions, les réactions peuvent aussi accumuler de l'hydrogène et certains gaz mineurs comme le sulfure d'hydrogène, produit de dégradation des protéines. La composition du biogaz

produit dans les conditions maîtrisées et contrôlées des digesteurs anaérobies industriels peut atteindre 45 à 75 % de méthane, 30 à 40 % de gaz carbonique et quelques traces d'azote (<0,2 %).

La méthanisation par l'écosystème anaérobie est un processus naturel que l'on retrouve dans le côlon de l'homme et dans le système digestif d'autres espèces, en particulier les espèces ruminantes. Le rumen et le côlon contiennent des milliers d'espèces bactériennes anaérobies qui travaillent ensemble à dégrader les macromolécules présentes dans les cellules des végétaux absorbés par l'animal dont une partie sera méthanisée. Très peu de ces bactéries ont été isolées et cultivées séparément.

# SOMMAIRE

<b>01</b>	<b>Production industrielle du biogaz</b>
01	1.1 Historique de la production du biogaz
02	1.2 L'extraction du biogaz des décharges de déchets non dangereux
06	1.3 La fermentation anaérobie industrielle
12	1.4 Le cas des boues de stations d'épuration
13	1.5 La purification du biogaz
17	1.6 Les co-produits (digestats)
19	1.7 Les risques liés à la production de biogaz
20	1.8 Les technologies thermochimiques : la méthanation
<b>23</b>	<b>À quoi sert le biogaz ?</b>
23	2.1 La production directe d'énergie
24	2.2 Les utilisations du bio-méthane
<b>27</b>	<b>La place du biogaz dans le monde et en Europe</b>
27	3.1 Dans le monde
29	3.2. Aux USA
29	3.3. En Europe
31	3.4 Le modèle allemand
<b>33</b>	<b>Le biogaz en France</b>
33	4.1 Pourquoi la France a-t-elle commencé tardivement à s'intéresser au biogaz ?
35	4.2 La place du biogaz en France
<b>41</b>	<b>Conclusion</b>
<b>45</b>	<b>Annexes</b>
<b>49</b>	<b>Membres du Groupe de travail</b>
<b>51</b>	<b>Publications de l'Académie</b>



## *Chapitre 1*

# PRODUCTION INDUSTRIELLE DU BIOGAZ

## 1.1 HISTORIQUE DE LA PRODUCTION DU BIOGAZ

Développée initialement pour des applications de traitement des pollutions (invention française de la fosse d'aisance par Louis Moras en 1881), la méthanisation est ensuite étudiée dans le cas du fumier, dont la production spontanée de biogaz ou « gaz de fumier » à partir des déchets animaux est aussi vieille que l'élevage. En 1884, l'agronome Ulysse Gayon y observe la présence de « gaz carburés forméniques » et démontre leur pouvoir énergétique pour des applications au chauffage et à l'éclairage.

Développée pour traiter les pollutions, la digestion anaérobie allait ainsi progressivement être associée à la valorisation énergétique du biogaz produit. Pour preuve, en 1897 en Inde, un premier digesteur fut construit par les Anglais sur une léproserie à Matunga, près de Bombay, avec l'objectif de produire du carburant véhicule. Ce fut finalement un petit moteur qui fut installé sur le site en 1907 pour produire un peu d'électricité et de chaleur.

Mais c'est surtout entre les deux guerres que de nombreux travaux font progresser la digestion anaérobie des boues des stations d'épuration, en particulier en Grande-Bretagne, en Allemagne et aux États-Unis.

Illustration de ces progrès, de nombreux digesteurs entrent en service dans les années 1930-40 sur des stations d'épuration, avec le souci d'optimisation énergétique du biogaz produit, souligné par les nombreuses études sur la réinjection du

méthane en réseau. En France, la récupération du biogaz à la ferme date de la fin des années 1930 avec la mise au point par les enseignants Isman et Ducellier d'un digesteur breveté basé sur un système rechargeable avec une pré-fermentation aérobie, pour éviter l'acidogénèse lors du démarrage de la réaction biologique<sup>1</sup>.

Dans les années 1980, c'est sur la base du brevet déposé par Isman et Ducellier que les premiers essais de digestion anaérobie des ordures ménagères furent conduits en France par la société Valorga.

De nos jours, le biogaz est produit industriellement de trois manières différentes qui vont être décrites de façon un peu approfondie : (i) par extraction des gaz de décharge des ordures ménagères ; (ii) par fermentation anaérobie de matières organiques diverses ; (iii) ou par gazéification des matières premières organiques et production catalytique de syngaz.

## 1.2 L'EXTRACTION DU BIOGAZ DES DÉCHARGES DE DÉCHETS NON DANGEREUX

Les installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND) de classe 2 sont des installations construites pour recevoir des déchets ménagers ou industriels assimilables à des déchets ménagers. Les seuls déchets autorisés à y être enfouis sont les déchets dits « ultimes », c'est-à-dire ceux qui ne peuvent pas être valorisés dans les conditions techniques et économiques du moment. Il s'agit d'installations classées soumises à autorisation et réglementées.

### Le procédé

Des casiers sont creusés dans le sol dans lesquels on déverse les déchets. Le volume de ces casiers est délimité par une digue stable et étanche dont la géométrie permet d'éviter le débordement des lixiviats d'un casier à l'autre. Le fond et

<sup>1</sup> Pour une note historique plus complète lire [http://www.biogazrhonealpes.org/doc/Presse\\_et\\_Edition/Topo\\_biogaz\\_RhoneAlpesEnergie\\_biomethane.pdf](http://www.biogazrhonealpes.org/doc/Presse_et_Edition/Topo_biogaz_RhoneAlpesEnergie_biomethane.pdf)

les flancs des casiers sont munis d'une géomembrane surmontée d'une couche de drainage. Pour limiter l'action de l'eau sur les déchets et donc la production de lixiviats on creuse des fossés pour éliminer les eaux pluviales. Les lixiviats collectés par le système d'étanchéité et de drainage sont traités séparément dans une installation particulière. Une fois la capacité maximale de l'installation atteinte, on procède à la fermeture des casiers en privilégiant un recouvrement étanche de terre qui encourage le développement de la végétation. Le gaz, issu de la digestion anaérobie spontanée des matières organiques présentes dans les déchets est capté en insérant des conduites ou puits à aspiration à l'intérieur même de la décharge.

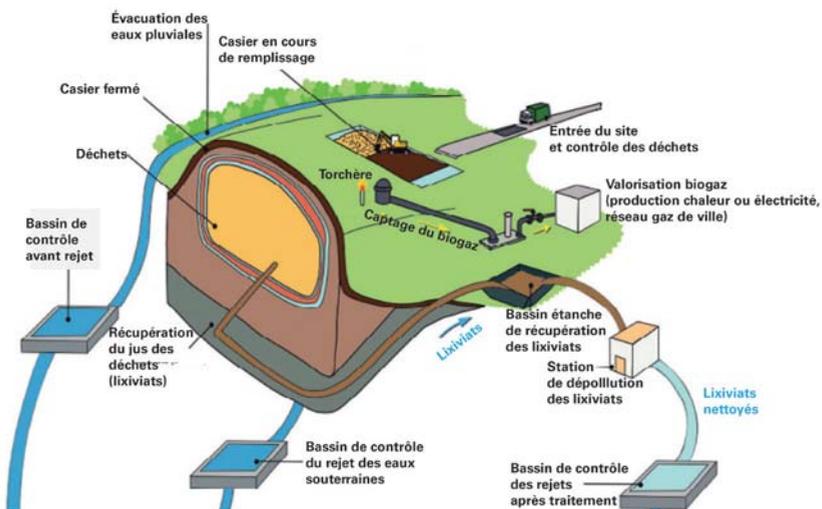


Figure 1 : Système de récupération de biogaz sur une ISDND de classe 2 [Source : Wikipedia].

## La nécessité de traiter le biogaz produit par les décharges

Le gaz ainsi produit est composé pour environ 50 % de méthane qui est un gaz très contributeur à l'effet de serre : son potentiel de réchauffement global (PRG) est de 25, ce qui signifie que, sur une période de 100 ans, un kilogramme de méthane a un impact sur l'effet de serre 25 fois plus fort qu'un kilogramme de CO<sub>2</sub>. Afin de limiter l'impact qu'aurait l'émission directe du biogaz de décharge dans l'atmosphère, on va s'employer à le récupérer et à le brûler : on rejette alors du dioxyde de carbone dont l'effet de serre est beaucoup moins intense.

C'est pourquoi la directive européenne sur les décharges stipule que « les gaz de décharge sont recueillis dans toutes les décharges recevant des déchets biodégradables et doivent être traités et utilisés. Si le gaz ne peut être utilisé pour produire de l'énergie, il doit être brûlé dans des torches.<sup>2</sup> ». Cette disposition est transcrite dans la réglementation française par l'arrêté du 9 septembre 1997 (modifié en 2006) relatif aux installations de stockage de déchets ménagers et assimilés, qui impose que les casiers contenant les déchets soient équipés, au plus tard un an après leur comblement, d'un réseau de drainage des émanations gazeuses. Ce réseau est conçu et dimensionné pour capter de façon optimale le biogaz et le transporter de préférence vers une installation de valorisation ou, à défaut, vers une installation de destruction par combustion.

## Production et valorisation du biogaz de décharge, perspectives d'évolution

Le pouvoir méthanogène d'un site de décharge peut varier en fonction de différents facteurs, tels que :

- ▶ les caractéristiques des résidus enfouis (teneur en matière organique, boues, textile, papier/carton, plastique ...),
- ▶ les conditions météorologiques, l'efficacité du système de captation (puisage vertical ou horizontal), etc.

<sup>2</sup> Directive 1999 / 31 / CE du 26 avril 1999, Annexe I, §4.2

Le dégagement du biogaz issu de la fermentation spontanée des déchets enfouis est progressif et s'étale sur une durée de 20 à 30 ans. Dans certaines décharges la recirculation du lixiviat permet d'humidifier la masse de déchet et d'activer la production de biogaz.

La production fatale du biogaz de décharge et l'obligation réglementaire de le recueillir et de le brûler avant tout rejet dans l'atmosphère conduisent tout naturellement à valoriser cette ressource et à essayer de tirer parti de son potentiel énergétique. Mais la question se pose de savoir si cette ressource « fatale » est correctement valorisée ?

En 2011, en France, sur 243 installations de stockage recensées, 68 seulement valorisaient le biogaz (sous forme d'électricité via la cogénération<sup>3</sup>). En effet, si le captage du biogaz et son brûlage en torchère sont des exigences légales, sa valorisation n'est pas obligatoire : celle-ci n'interviendra donc que si la rentabilité des investissements nécessaires est avérée. Cette rentabilité n'est pas actuellement assurée par les prix de marché des énergies fossiles, il faut donc que soient institués des tarifs d'achat préférentiels.

Pour l'électricité produite à partir du biogaz de décharge, le tarif de rachat est compris entre 112 et 200 €/MWh. Pour le bio-méthane, le prix de rachat est compris entre 64 et 125 €/MWh. Dans les deux cas, les prix de rachat de cette énergie renouvelable correspondent à deux à quatre fois le prix du gaz naturel auquel elle se substitue. Malgré ces prix de rachat, la rentabilité d'une installation de valorisation du biogaz ne sera pas toujours garantie. Par exemple, une épuration performante par membrane conduit à un prix de revient du biogaz (méthane) supérieur à 70 €/MWh.

Ceci explique que sur les 7 TWh de biogaz émis en 2011 par les installations de stockage françaises, seulement 4 TWh ont été effectivement valorisés, essentiellement sous forme d'électricité et/ou de chaleur, la fourniture de bio-méthane étant encore embryonnaire. Seules les grosses installations de stockage sont équipées, certaines décharges plus petites commencent à l'être suite à la valorisation des tarifs d'achat.

<sup>3</sup> On appelle cogénération une disposition permettant de produire simultanément de l'électricité et de la chaleur distribuée comme telle.

Par ailleurs, il faut être conscient que la ressource énergétique alternative que constitue le biogaz de décharge n'est pas « durable » en ce sens que sa pérennité n'est pas garantie. En effet, la mise en décharge a été placée par l'Union européenne en dernière position dans la hiérarchie des modes de traitement des déchets et le recours à cette solution est désormais fortement découragé. Ainsi en a décidé la directive européenne concernant la mise en décharge des déchets qui prévoit qu'au plus tard en 2017, avec des objectifs et des échéanciers intermédiaires : « ... la quantité de déchets municipaux biodégradables mis en décharge doit être réduite à 35 % [en poids] de la totalité des déchets municipaux biodégradables produits en 1995... ». À terme, seuls les déchets inertes ou stabilisés – c'est-à-dire non susceptibles de fermenter et de produire du biogaz – pourront être acceptés dans des installations de stockage.

Le nombre d'installations autorisées a donc beaucoup diminué au cours des dernières années, passant en France de 500 en 1992 à 261 en 2008 et est amené à diminuer encore au fur et à mesure de la fermeture de ce type de décharges. Pour 2010 on estime à 2,2 milliards de m<sup>3</sup> le volume annuel de production de biogaz issu des ISDND en France, ce biogaz contenant environ 50 % de méthane.

Aujourd'hui encore, ce sont les ISDND qui constituent la source la plus importante de biogaz en France : en 2011, le biogaz issu des seuls centres de stockage des déchets a représenté 71 % de la production totale de biogaz<sup>4</sup>. Mais, comme l'enfouissement des déchets organiques est appelé à décroître et à disparaître, on peut estimer que la production « utile » de biogaz par les décharges va plafonner à l'équivalent de 6 TWh jusqu'en 2020, puis elle décroîtra progressivement pendant les quinze à vingt années qui suivront.

<sup>4</sup> Source : Club biogaz et Ademe. Au niveau européen, cette proportion n'est plus que de 31 %, mais cela s'explique par une part plus faible du traitement en décharge dans beaucoup de pays européens.

## 1.3 LA FERMENTATION ANAÉROBIE INDUSTRIELLE

À la suite des productions encore artisanales de « gaz de fumier » et, surtout, de la compréhension de leurs principes de fonctionnement, des installations industrielles permettant une fermentation anaérobie contrôlée des matières organiques d'origines végétale ou animale ont été expérimentées.

En France, le premier méthaniseur a été construit en 1978. Depuis, le nombre d'installations a connu une évolution très faible jusqu'en 1983, puis plus importante et plutôt constante jusqu'en 1995. Ces constructions sont relancées depuis 2010. L'état des lieux de la méthanisation industrielle réalisé par Ernst & Young en 2008 et publié en 2010<sup>5</sup> faisait état de 60 installations méthanisant des boues de station d'épuration, 80 installations traitant les effluents organiques des industries agro-alimentaires, 9 installations utilisant des ordures ménagères et 48 utilisant des effluents d'origine agricole. Cette dernière classe est celle amenée à grandir de façon significative dans les années à venir.

La méthanisation est de plus en plus employée pour le traitement des ordures ménagères, mais cette application a connu des débuts laborieux (voir ci-après, §7). Néanmoins, elle est devenue une composante de nombreuses installations de traitement mécano-biologique des déchets (TMB), et son développement s'accélère. Trois constructeurs sont présents sur le marché français. Les entreprises Suez Environnement et Veolia se positionnent pour l'instant sur l'exploitation de ces sites. Une douzaine d'installations sont aujourd'hui en exploitation, avec des fortunes diverses. En effet, la méthanisation des ordures ménagères est un procédé sensible, difficile à piloter, en particulier parce que les ordures ménagères résiduelles sont hétérogènes, tant dans leur granulométrie que dans leur composition. Or, pour fonctionner correctement, un méthaniseur doit être alimenté par un matériau stabilisé et calibré ; il faut donc éviter de déverser sans précaution les ordures résiduelles en mélange dans l'installation, mais il faut effectuer une préparation préalable, ce qui augmente le coût de la filière. On doit reconnaître que cet aspect a été quelquefois négligé dans les cahiers des charges établis par des bureaux d'études qui manquent souvent d'expérience de terrain.

<sup>5</sup> « Étude de marché de la méthanisation et des valorisations du biogaz », Ernst & Young, 2010.

On pourrait réduire l'ampleur de la préparation des déchets avant introduction dans le réacteur en procédant à la collecte séparée des seuls déchets organiques, comme cela se pratique en Allemagne ou en Belgique. Mais ce type de collecte sélective est coûteux, peu praticable en zone d'habitat vertical, et peu adapté aux habitudes françaises. C'est pourquoi les nouvelles installations de méthanisation construites en France prévoient de trier les ordures ménagères résiduelles.

Par ailleurs, à la suite du Grenelle de l'environnement, obligation est faite désormais aux gros producteurs de bio-déchets de procéder à une collecte sélective et de diriger ceux-ci vers des installations assurant leur valorisation.

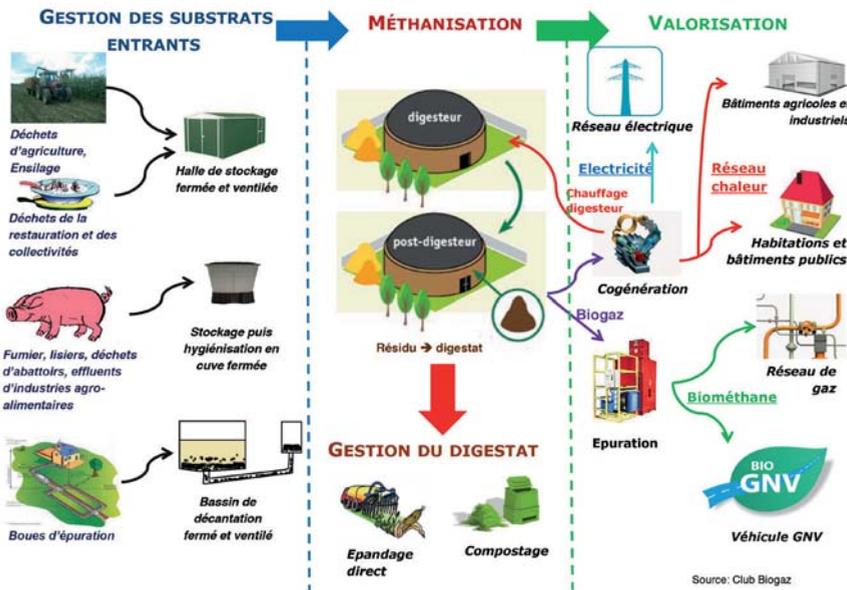


Figure 2: Schéma général des installations de méthanisation [Source : Club biogaz].

## Les réactions microbiologiques

Les réactions microbiologiques dans un méthaniseur peuvent se classer en trois catégories distinctes :

- (i) la dégradation des grosses molécules, sucres à longues chaînes, protéines, lipides complexes sous forme de monomères directement assimilables par les bactéries. Ces réactions d'hydrolyse se font sous l'action conjuguée de l'eau et des enzymes hydrolytiques relargués par les bactéries et les cellules animales ou végétales en cours de traitement ;

- (ii) un premier groupe de bactéries, les bactéries acidogènes, transforment l'hydrolysât en un mélange d'acides (les acides gras volatils : acétique, propionique, butyrique, lactique, etc.), en composés neutres (ex : éthanol) et en hydrogène et gaz carbonique ;
- (iii) un deuxième groupe de bactéries transforme ensuite les divers acides et les autres produits issus de l'étape précédente en éléments précurseurs du méthane : acide acétique, dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) et dihydrogène ( $\text{H}_2$ ). Un transfert efficace de l'hydrogène des bactéries acétogènes aux bactéries méthanogènes est indispensable pour assurer le bon déroulement de l'ensemble du processus de méthanisation ;
- (iv) enfin les bactéries méthanogènes utilisent les précurseurs formés lors des étapes précédentes pour produire du méthane. Ces étapes biochimiques et microbiologiques se déroulent simultanément ou séparément suivant le procédé anaérobie, utilisé mais à des vitesses différentes. C'est un processus naturel totalement inclus dans le cycle biogéochimique du carbone.



## Le traitement biologique du carbone

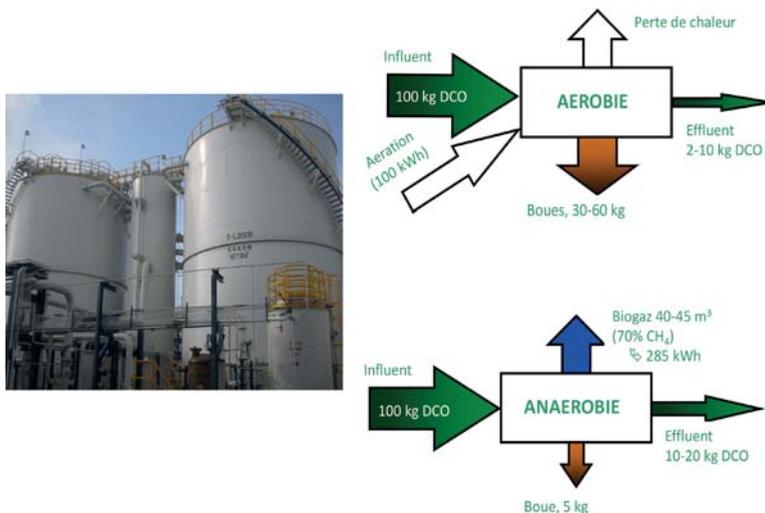


Figure 3 : Schéma réactionnel des transformations de la biomasse en biogaz par les bactéries (Source : INRA).

L'équilibre entre les différentes réactions est relativement instable et dépend beaucoup des conditions physiques et biochimiques de la réaction. Par exemple, une modification forte de la composition de la biomasse introduite dans le fermenteur entraînera souvent un arrêt de la réaction via une acidification du milieu, arrêt qui pourra être long avant le redémarrage de la fermentation.

Différents types de bactéries peuvent dégrader la matière organique, elles agissent à des températures différentes. Il existe trois grandes classes de bactéries méthanogènes :

- ▶ les bactéries psychrophiles qui agissent à température ambiante (15-25 °C). Ce sont les responsables de la méthanisation naturelle, se produisant notamment dans les marais ;
- ▶ les bactéries mésophiles (30-40 °C), les plus couramment utilisées en France ;
- ▶ les bactéries thermophiles qui agissent à des températures plus élevées (50-65 °C). Leur utilisation commence à se développer, notamment dans les installations de très grande puissance.

La connaissance de ces différents types bactériens est encore assez fragmentaire, en particulier parce que plusieurs espèces restent impossibles à isoler et à cultiver séparément. Toutefois, l'approche par l'analyse ADN des populations bactériennes présentes aux différentes étapes (métagénomique) devrait permettre de mieux comprendre les équilibres et le rôle de chacune de ces espèces.

Le pouvoir méthanogène de ces réactions est très dépendant de la nature et de la qualité des matières organiques traitées. De façon non surprenante les matières ne contenant que peu de sucres ou peu de graisses sont de mauvais substrats pour la méthanisation.

Type de ressource	Pouvoir méthanogène (m <sup>3</sup> /t)
Lisier bovin	25
Fumier bovin	45
Epluchures de pommes de terre	74
Tontes de gazon	175
Maïs ensilé (culture énergétique)	190
Graisse de cuisine (déchet industriel)	250
Déchets de cuisine (ménagers)	265

Source : MEEDDM

La méthanisation permet de traiter à la fois des déchets liquides et solides. Elle est appliquée aujourd'hui aux effluents de l'industrie chimique, aux eaux résiduaires urbaines et des agro-industries, aux déjections animales, aux ordures ménagères et aux boues d'épuration.

Les technologies mises en œuvre diffèrent selon le type de biomasse traitée.

## Un écosystème utile

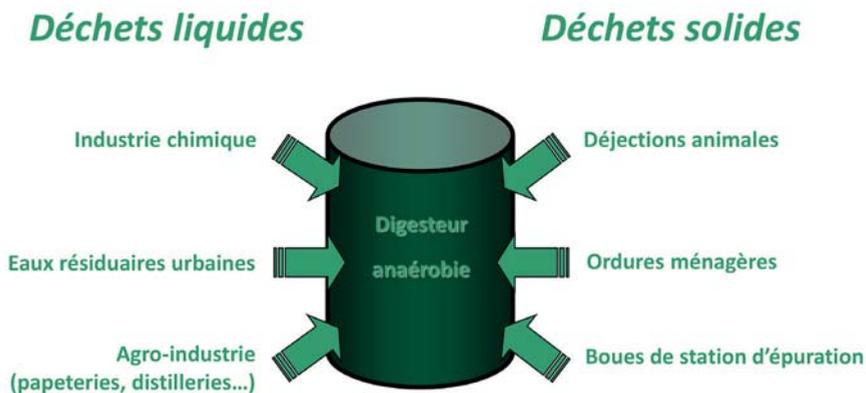


Figure 4 : Les différentes matières premières de la méthanisation biologique [Source : INRA].

### Les différents types de digesteurs

Les digesteurs utilisés dépendent du contenu en matière sèche à traiter.

#### *Le système à culture libre ou infiniment mélangé*

C'est la technologie la plus ancienne et la plus répandue actuellement en France. Le contenu du digesteur est maintenu homogène par brassage mécanique régulier ou par recirculation du gaz ou du liquide, avec recirculation de la biomasse (procédé contact). Ce type de digesteur fonctionne généralement vers 35 °C (mésophile). Il a connu un certain nombre d'améliorations ces dernières années en particulier sur le plan du design des agitateurs.

### *Le système UASB (Up-flow Anaerobic Sludge Blanket) ou lit de boues anaérobies à flux ascendant*

En utilisant la capacité d'autofloculation de la biomasse dans le réacteur par sédimentation des granules, les flots bactériens sont équilibrés dans le réacteur par sédimentation avec le flux ascendant de l'effluent à traiter. La vitesse de fermentation étant proportionnelle à la masse de bactéries présentes, elle est limitée par le fait que ces bactéries ne peuvent se fixer que sur les parois du réacteur. D'où l'idée d'augmenter la surface de vie des bactéries en introduisant un support de grande surface spécifique. Les avantages sont nombreux par rapport à l'ancienne technique : la fermentation est alors beaucoup plus rapide (quelques heures à quelques jours au lieu de plusieurs semaines). Le processus peut être encore accéléré en adoptant la fermentation thermophile, à des températures supérieures à 50 °C, qui permet une amélioration de la productivité multipliée par 4 à 10, une composition du biogaz enrichie en méthane (jusqu'à plus de 80 %) et, par conséquent, pour un volume constant de biomasse à traiter une taille réduite du digesteur et, donc, un investissement moindre.

### *Le système à culture ou lit fixé*

Le réacteur contient un support statique inerte, minéral ou synthétique sur lequel viennent se fixer les bactéries, l'hydrolysate étant alors percolé à travers le support. Là aussi la technologie permet d'augmenter de façon significative la quantité du mélange bactérien et par conséquent la productivité du réacteur. Toutefois il faut renouveler de temps en temps le support chargé en bactéries. Cette technologie est encore en développement.

### *Le système à lit fluidisé*

Les bactéries sont fixées sur un support mobile, particules granulaires fines et poreuses comme le sable, maintenues en expansion et contrôlées par le flux ascendant rapide et régulier de l'effluent<sup>6</sup>. Il s'agit d'une variante de la technologie précédente qui permet d'introduire en continu des bactéries nouvelles fraîches et donc d'augmenter la productivité.

<sup>6</sup> Pour en savoir plus, le livre *La méthanisation* coordonné par René Moletta, dont la deuxième édition est parue en 2011 chez Lavoisier, présente l'ensemble des connaissances actuelles relatives à la méthanisation.

## 1.4 LE CAS DES BOUES DE STATIONS D'ÉPURATION

Les déchets issus de l'assainissement des eaux usées – généralement appelés « boues de STEP » (stations d'épuration des eaux usées urbaines ou industrielles) – contiennent de la matière organique fermentescible. Ces boues peuvent être facilement méthanisées, soit directement, soit en les incluant dans l'étape de traitement biologique des ordures ménagères résiduelles. Sur les 19 500 STEP de toutes tailles qui couvrent le territoire français, 4 000 ont une taille suffisante pour permettre une production intéressante de biogaz. Mais ce potentiel est resté peu exploité car elles n'avaient pas – jusqu'à récemment – reçu un avis sanitaire favorable par l'Anses (Agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation, de l'environnement et du travail) pour la valorisation sous forme de bio-méthane : on craignait en effet la présence importante d'éléments polluants ou de métaux lourds concentrés dans le biogaz ainsi produit. Une soixantaine de STEP seulement sont équipées d'une installation pour la digestion des boues. Depuis juin 2014, les pouvoirs publics français ont donné le feu vert pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel du bio-méthane issu des boues d'épuration : ceci pourrait permettre d'introduire l'équivalent de 500 GWh par an dans les réseaux de gaz à l'horizon 2020.

On observe une tendance à la co-digestion avec d'autres substrats (graisses, effluents industriels...) pour augmenter le potentiel énergétique et, aussi, pour faire face aux fluctuations saisonnières de population. Techniquement, cela est possible (les installations sont souvent surdimensionnées), mais il faut soit se limiter à des substrats simples en terme de composition, soit posséder un système de pilotage pour adapter l'installation à d'autres substrats. Les collectivités ont parfois tendance à freiner ce genre de pratique qui n'est pas conforme à l'objectif initial de l'installation. De plus, ceci augmente le risque de pollution du digestat : le mélange d'effluents peut saturer le système (zone d'inhibition) ou encore la présence de résidus médicamenteux peut tuer la flore.

Le biogaz issu de STEP contient des siloxanes : la société mexicaine Inoss envisage de récupérer celles-ci pour fabriquer des adsorbants à base de silice permettant de capter le cadmium et d'autres métaux lourds.

## 1.5 LA PURIFICATION DU BIOGAZ

Comme indiqué plus haut, le biogaz, qu'il soit produit par extraction des décharges ou par fermentation anaérobie est encore un mélange ne contenant au mieux que 35 à 75 % de méthane, selon les technologies utilisées et les matières organiques soumises à dégradation.

Le CO<sub>2</sub> est le contaminant majeur, mais d'autres gaz peuvent présenter des pourcentages importants (N<sub>2</sub> ou O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> et éventuellement de l'H<sub>2</sub>S, responsable de l'odeur désagréable de la méthanisation du fumier ou des ordures ménagères).

Le biogaz est par conséquent soumis à une série d'étapes de purification, selon l'usage recherché pour le méthane en fin de chaîne.

Quel que soit le mode de valorisation envisagé pour le biogaz de décharge, il convient d'enlever l'eau qu'il contient. On pourra se contenter de ce prétraitement sommaire dans le cas d'une valorisation sous forme de chaleur produite par une chaudière dont les brûleurs peuvent s'accommoder de la présence d'hydrogène sulfuré (H<sub>2</sub>S).

Pour la valorisation électrique ou la cogénération, obtenue à l'aide de moteurs ou de turbines, on devra compléter la déshydratation appliquée à l'effluent gazeux tel qu'il est recueilli à la sortie du réseau de captage par une étape d'épuration complémentaire destinée à éviter les phénomènes de corrosion des moteurs ; cette étape comprendra :

- ▶ une désulfuration, consistant à abattre le sulfure d'hydrogène H<sub>2</sub>S par des filtres à charbon actif, par introduction d'air dans le ciel gazeux du digesteur ou un lavage à l'eau sous pression ;
- ▶ l'élimination des siloxanes : en effet, dans une décharge, la matière organique est mélangée à d'autres déchets, dont de plus en plus de déchets contenant des silicones ou des composés siliconés et des composés organiques volatils de silice (COVSi) rendant ce gaz impropre à l'emploi dans les moteurs thermiques. En effet, la combustion de ces composés donne de la poussière de silice très abrasive qui limite la durée de vie des moteurs. Pour éliminer les siloxanes, on a généralement recours au charbon actif, qui a en outre la propriété de fixer également les composés organo-halogénés.

La valorisation du biogaz sous forme de bio-méthane implique une épuration plus poussée « *upgrading* ». Il faut notamment augmenter son pouvoir calorifique en séparant le CO<sub>2</sub>, énergétiquement inerte, éliminer l'azote (N<sub>2</sub>) et l'oxygène (O<sub>2</sub>), extraire les carbones organiques volatils à l'aide d'un épurateur COV.

Différents procédés d'épuration sont actuellement disponibles sur le marché pour purifier le biogaz.

## Le lavage à l'eau (« water scrubbing »)

C'est une technologie relativement ancienne qui vise à absorber le  $\text{CO}_2$  dans l'eau. Le biogaz, sous forme comprimée est passé à travers plusieurs colonnes contenant de l'eau. La technologie est efficace et bon marché. Toutefois l'oxygène et l'azote sont difficilement solubles dans l'eau et doivent être traités par ailleurs. De plus, les appareillages sont sensibles à la corrosion par l'eau et surtout par l'hydrogène sulfureux. De plus, la technologie utilisée laisse souvent fuir des quantités appréciables de méthane.

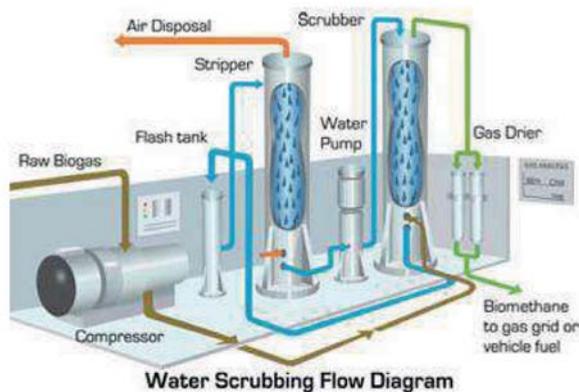


Figure 5 : Schéma du procédé de lavage à l'eau du biogaz (Source : Air Liquide).

## L'absorption chimique (MEA, DEA, MDEA)

La technologie consiste à absorber le  $\text{CO}_2$  par lavage dans une solution d'amines sélectives pour ce gaz. Cette technologie a fait de grands progrès au cours des dernières années. Si elle permet une très bonne purification du méthane et du gaz carbonique, elle reste peu sélective pour l'oxygène et l'azote. Enfin, ses coûts sont élevés car il faut régénérer la solution d'amines dont le prix reste élevé et prévoir le remplacement régulier des pompes et autres auxiliaires de la technologie.

## Le cycle rapide PSA « Pressure Swing Adsorption »

Il s'agit d'une technologie de référence où on utilise un absorbant régénérable à travers lequel on fait passer le mélange et qui fixe spécifiquement le gaz carbonique. La technologie est très tolérante aux contaminants. Par contre, elle a un coût d'investissement élevé et a un rendement faible en termes de méthane.

## La technologie membranaire

Développée par Air Liquide, elle est actuellement la plus utilisée sur le marché. Elle fait appel à une purification membranaire sous une pression de 12 bars qui permet l'élimination du gaz carbonique, de l'anhydride sulfureux, de l'oxygène et de l'eau encore présente dans le biogaz. D'autres composants du biogaz présents à l'état de traces sont également séparés et peuvent être sélectivement détruits dans une chambre d'oxydation à 900 °C dont la chaleur peut-être recyclée en amont de la méthanisation. Le méthane est ainsi purifié à 98 %, et peut être utilisé directement pour la plupart de ses applications.

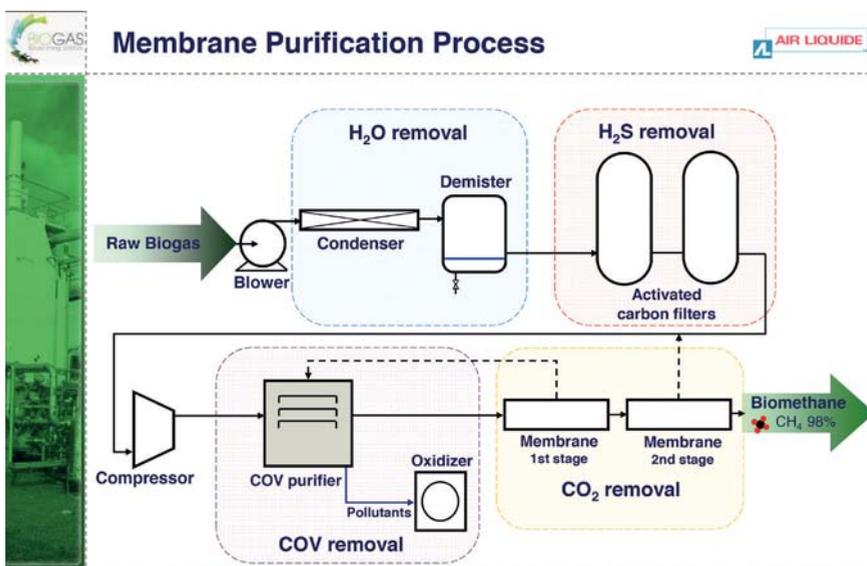


Figure 6 : Schéma du procédé membranaire de purification du bio-méthane d'Air Liquid [Source : Air liquide].

Le procédé ne nécessite pas de changement d'état du mélange gazeux et reste d'un coût abordable. La durée de vie des membranes est d'environ cinq ans, et elles consomment 0,25 kWh par m<sup>3</sup> de gaz épuré. L'ensemble est fourni généralement sur *skid*<sup>7</sup> et est servi par Air Liquide qui en assure la maintenance. Toutefois, il est nécessaire de prétraiter le biogaz pour l'amener à la pression de 12 bars avant le passage à travers la membrane. Pour le traitement du biogaz issu de décharge, où le contenu en oxygène et en azote peut causer problème, une étape de cryo-distillation peut être rajoutée au dispositif; dans ce cas, le cycle complet intégrant les différentes étapes de préparation du biogaz de décharge peut nécessiter jusqu'à 1 kWh par m<sup>3</sup> de gaz épuré. Le coût « clé en main » d'une installation intégrée de purification du biogaz est compris entre 2 et 3 millions d'euros pour une capacité de 150 m<sup>3</sup>/heure<sup>8</sup>.

## 1.6 LES CO-PRODUITS (DIGESTATS)

La décomposition de la matière organique dans un digesteur (méthaniseur) produit du biogaz (mélange de méthane et de gaz carbonique), de l'eau et un « digestat » qui, sous certaines conditions, constitue un amendement permettant de restituer aux sols de la matière organique, d'en améliorer l'aération et la cohésion et de les amender.

Le digestat contient la fraction non dégradée (lignines) de la matière organique initiale et conserve la grande majorité des éléments fertilisants majeurs qui n'entrent pas dans la composition du biogaz (l'azote, le phosphore et le potassium) : il présente donc les caractéristiques d'un amendement organique intéressant pour une utilisation agronomique. Selon l'étude récemment publiée par l'Ademe<sup>9</sup>, les teneurs en azote total suggèrent que le digestat brut et la fraction liquide des digestats sont des « produits » proches des engrais organiques de la norme NFU 42-001, alors que la fraction solide des digestats est proche de la composition des amendements organiques de la norme U 44-051.

<sup>7</sup> Berceau transportable en anglais.

<sup>8</sup> Données d'Air Liquide.

<sup>9</sup> « Qualité agronomique et sanitaire des digestats », Ademe, octobre 2011.

Cependant, en l'état actuel de la réglementation, le digestat issu de la méthanisation des ordures ménagères résiduelles garde le statut de déchet et ne peut donc être valorisé en agriculture que dans le cadre de plans d'épandage contraignants. Pour ne plus être considéré comme un déchet, le digestat doit faire l'objet d'un compostage postérieur afin de rendre le résidu organique final conforme à la norme NF U 44-051.

Le compost élaboré après méthanisation pourra être commercialisé librement s'il satisfait à l'une des conditions suivantes :

- ▶ disposer d'une homologation, procédure lourde qui vise à prouver l'innocuité et l'efficacité du produit ;
- ▶ être conforme à la norme « amendements organiques » NF U 44-051 ;
- ▶ ou disposer d'une autorisation provisoire de vente (APV), mesure temporaire avant homologation ou normalisation.

Dans ces trois cas, le compost est considéré comme un produit et la responsabilité du producteur s'arrête à la mise sur le marché. Sinon, il est considéré comme un déchet et les producteurs en sont responsables jusqu'à son élimination : le plan d'épandage est indispensable.

Mais le statut réglementaire du digestat est encore flou. Il existe de vraies questions sur la valeur agronomique de ces digestats. Des essais au champ sont nécessaires pour connaître la vraie disponibilité en azote, phosphore, potasse, l'impact environnemental, etc. Certains digestats ont une réelle valeur d'amendement organique. Des fractions liquides du digestat peuvent être transformées en engrais classique, mais le fertilisant obtenu, même s'il répond aux spécifications de la norme 42-001, n'est pas conforme puisque les spécifications d'entrée de matières premières ne prévoient pas cette origine !

Sur ce plan, il faut noter la concurrence, régulièrement dénoncée par les professionnels, des digestats belges et hollandais qui passent la frontière après demande d'autorisation de valorisation de leurs produits en France, alors qu'ils ne sont pas en règle ce qui nécessiterait de renforcer les contrôles aux frontières.

La Commission européenne a entamé une procédure d'élaboration d'un règlement en demandant au *Joint Research Center (JRC)* de travailler sur les conditions d'accès au statut de produit pour les déchets biodégradables ayant subi un traitement biologique. L'existence des réglementations nationales et le principe

de subsidiarité seront pris en compte par le JRC et la nécessité de prendre des mesures au niveau européen ne sera évaluée qu'à l'issue de sa mission.

Avec le développement de la méthanisation « industrielle », le digestat ne devrait plus être considéré comme un sous-produit fatal du processus, mais bien comme une production essentielle de la filière, permettant le retour au sol des éléments minéraux contenus dans la fraction organique des déchets, en remplacement d'engrais de synthèse coûteux à produire, tant du point de vue économique qu'environnemental.

## 1.7 LES RISQUES LIÉS À LA PRODUCTION DE BIOGAZ

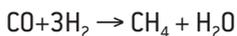
Dans les décharges, l'existence d'un réseau de captage du biogaz produit par la fermentation anaérobie de déchets est un facteur de diminution des risques : il empêche le gaz de migrer sans contrôle dans le sous-sol et de s'accumuler dans une poche ou un lieu où sa concentration pourrait conduire à la formation d'un mélange explosif avec l'air.

Dans les digesteurs, le procédé de méthanisation peut se révéler dangereux, et des incidents ou accidents d'exploitation ont pu être recensés. Il faut noter cependant que la plupart de ces accidents concernent des incendies, qui surviennent le plus souvent dans la zone de stockage des déchets. Le biogaz constitue un mélange potentiellement explosif qui nécessite des précautions pour éviter le développement d'une atmosphère explosive, mais peu d'accidents relatifs au stockage du biogaz sont survenus en France, et les niveaux de dangers et de risques potentiels d'incendie et d'explosion liés au biogaz sont du même ordre, voire moins élevés, que ceux que l'on rencontre dans le domaine des gaz naturels et pétroliers. Les risques principaux dans les installations de méthanisation concernent : des émissions accidentelles de toxiques gazeux ( $H_2S$ , notamment dans les fosses de mélange des déchets) pouvant provoquer des intoxications ou des asphyxies, un débordement du méthaniseur, une surpression interne dans le méthaniseur pouvant entraîner son éclatement avec émission de projectiles, les fuites de biogaz. Un arrêté du 10 novembre 2009 fixe les règles techniques auxquelles doivent satisfaire les installations de méthanisation, notamment en matière de sécurité et de prévention des risques et des accidents.

## 1.8 LES TECHNOLOGIES THERMOCHIMIQUES : LA MÉTHANATION

Ces technologies sont au départ des applications à la biomasse des technologies développées dès le milieu du XIX<sup>e</sup> siècle pour la production de gaz d'éclairage à partir de houille. Plus près de nous, le gazogène, utilisé en zone occupée en France pendant la seconde guerre mondiale pour la traction automobile, et basé sur la méthanation des copeaux de bois, entre également dans ce type de technologies.

En principe, toutes les matières premières organiques pré-séchées, qu'elles dérivent de déchets agricoles, sylvicoles ou d'ordures ménagères peuvent être traitées à haute température (750 à 1 000 °C) pour générer des gaz contenant du CO et de l'hydrogène. Après épuration pour éliminer les gaz contaminants, ces deux composants peuvent ensuite être réassociés (procédé Fischer-Tropsch) pour produire du méthane par des réactions catalysées par les métaux comme le fer ou le ruthénium. Le méthane produit doit ensuite être purifié pour être valorisable. La réaction est la suivante :



Elle est exothermique et produit de la chaleur qui peut être réutilisée pour sécher la biomasse ou être revendue à des industriels ou des réseaux de chaleur. Le rendement énergétique de la réaction est élevé et peut atteindre 65 à 70%. Un des avantages importants de cette technologie est qu'elle ne produit que des cendres comme co-produits.

Sur le plan technologique, les difficultés résident dans le choix du gazéifieur, le prétraitement de la biomasse et l'épuration des gaz, étape clé pour empoisonner le moins possible les catalyseurs utilisés pour la réaction de méthanation.

Ces technologies sont actuellement en plein développement. Après le démonstrateur de Gussing au début des années 2000 qui utilise la technologie autrichienne Repotec, une usine utilisant des écorces de bois et du bois de recyclage est actuellement en fonctionnement à Ulm en Allemagne. Le gaz ainsi produit est brûlé pour produire de la chaleur et un peu d'électricité.

La ville de Göteborg en Suède a mis en route en fin 2013 une première tranche industrielle de traitement de ses ordures ménagères. Ce sera la première référence industrielle dans le monde. Cette unité de 20MW (environ 36MWth thermique biomasse) constitue la phase 1 du projet, en cours de démarrage. Le gazéifieur y est trois fois plus important que celui de l'usine d'Ulm. Le procédé utilisé reste celui de

Repotec, mais dans une version améliorée. L'idée est à terme d'alimenter en gaz la totalité de la région de Göteborg sous forme de biométhane (phase 1 : 20 MW<sup>10</sup> de biométhane, produisant 160 GWh/an + phase 2 : 100 MW de biométhane, produisant jusqu'à 800 GWh/an<sup>11</sup>. Dans ces conditions, les limites en termes de potentiel de production biogaz via les déchets seront quasi-atteintes localement. L'idée est d'arrêter progressivement l'unité de combustion de la biomasse et de la remplacer par une usine de cogénération biométhane/chaleur. À Göteborg, il n'y a pas de réseau de gaz interconnecté et le gaz naturel y est essentiellement apporté par méthaniers, d'où l'intérêt majeur de produire le gaz localement.

En France, GdF-Suez travaille dans le cadre du projet GAYA à optimiser les différentes étapes de ce procédé en utilisant les matières premières organiques les plus diverses.

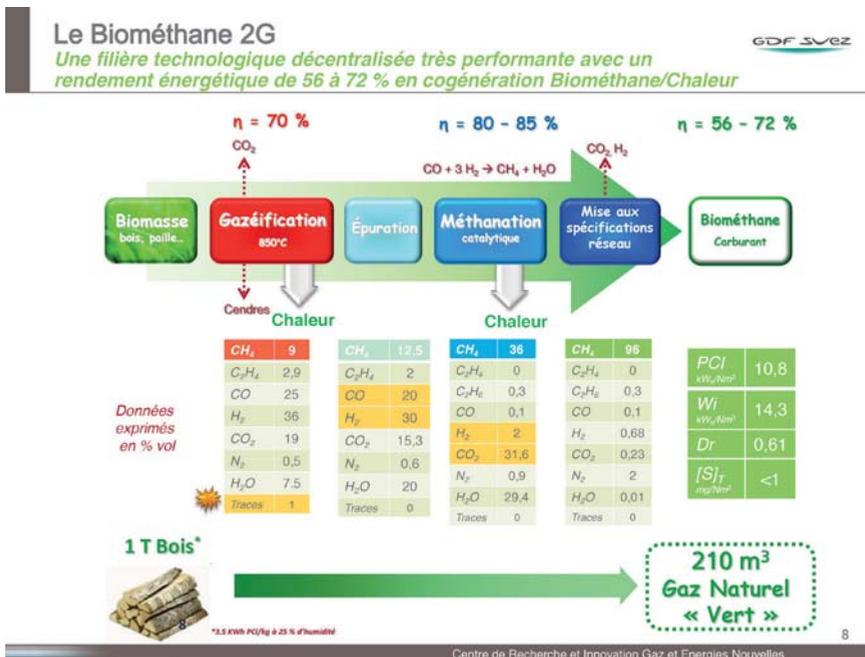


Figure 7 : Schéma du procédé de gazéification et de méthanation de la biomasse développé par GdF-Suez (Source : GdF-Suez).

<sup>10</sup> le milieu professionnel a pris l'habitude pour le gaz distribué en ville d'utiliser comme unité de référence la capacité thermique et non pas le volume... L'usine de Götenorg n'est pas une centrale électrique !

<sup>11</sup> Le PCI du méthane est de 9,94 KWh/m<sup>3</sup>.



## Chapitre 2

# À QUOI SERT LE BIOGAZ ?

Les différentes valorisations possibles du biogaz sont décrites dans les paragraphes qui suivent.

## 2.1 LA PRODUCTION DIRECTE D'ÉNERGIE

### Production de chaleur

Cette valorisation s'effectue dans une chaudière produisant de la vapeur. Elle n'est envisageable pour les petites installations que si l'on dispose d'une utilisation possible de la chaleur à proximité du site de traitement des déchets. Pour les grosses installations (exemple : chauffage urbain), on sait transporter la chaleur de manière efficace sur quelques dizaines de kilomètres (jusqu'à la centaine avec les isolants thermiques actuels).

### Production d'électricité

Cette valorisation du biogaz s'effectue :

- ▶ soit par une chaudière à vapeur qui alimente une turbine entraînant un générateur ;
- ▶ soit par un moteur thermique qui entraîne un alternateur.

Le défaut de cette filière de valorisation est son faible rendement : 30 %, au mieux 40 %.

On peut aussi envisager d'entraîner un alternateur au moyen d'une turbine à gaz. Ceci améliorerait sensiblement le rendement, mais à ce jour, les turbines conventionnelles existant sur le marché ne résistent pas au caractère abrasif et corrosif du biogaz. La société mexicaine Inoss, associée à un centre de recherche et d'ingénierie mexicain (Siatic), développe des micro-turbines possédant des aubes en céramique qui seraient moins fragiles et qui pourraient fonctionner avec du biogaz impur. Leur prix devrait être le double de celui des turbines conventionnelles.

### **Production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération)**

La valorisation du biogaz sous forme de chaleur et d'électricité s'effectue de la même façon que la production d'électricité, mais on récupère la chaleur directement à la chaudière ou au moyen d'un échangeur sur les gaz d'échappement du moteur thermique. Cette valorisation de la chaleur permet de passer d'un rendement énergétique de l'ordre de 35 % pour l'électricité seule, à un rendement de 65 % en moyenne.

## **2.2 LES UTILISATIONS DU BIO-MÉTHANE**

La purification du méthane contenu dans le biogaz, en particulier par élimination du CO<sub>2</sub>, permet d'envisager les mêmes utilisations que celles du méthane fossile.

### **Utilisation comme carburant automobile**

Assimilé au GNV (gaz naturel pour véhicules), le bio-méthane carburant peut alimenter les véhicules automobiles fonctionnant au gaz naturel et bénéficier des structures de distribution associées. Pour cette utilisation, le biogaz doit

contenir au moins 96 % de méthane et être comprimé à 200 bars par une station de compression.

Les moteurs au gaz sont silencieux et émettent peu de NO<sub>x</sub> et de particules fines : ils permettent donc de respecter aisément la norme européenne Euro 6 sur les émissions polluantes désormais en vigueur. Mais il est évident que cet usage ne peut se développer que si la filière de distribution du GNV est suffisamment implantée.

### **Usages calorifiques**

Le bio-méthane peut aussi satisfaire d'autres usages calorifiques : on dispose d'une énergie facile à stocker et à transporter et qui peut intéresser certaines industries (Air Liquide, par exemple) qui sont à la recherche de « méthane vert » pour leurs process.

On peut envisager de liquéfier le bio-méthane, ce qui facilite son transport, mais cela nécessite un degré de pureté de 99,9 % !

### **Injection dans le réseau de distribution du gaz naturel**

Pour cette utilisation, le biogaz doit contenir au moins 97 % de méthane. Il peut être utilisé par les particuliers ou les industriels avec les mêmes usages que le gaz naturel et on atteint un rendement énergétique de plus de 90 %. Mais on est confronté à la capacité réduite des petits réseaux pour absorber le biogaz produit en période de faible consommation (en été) ; s'il n'est pas possible de faire des « rebours » ou du stockage, il faut mettre la production en adéquation avec la consommation : un système de délestage est obligatoire pour permettre de réguler la quantité injectée dans le réseau. Pour le moment, les sociétés gazières ne veulent pas stocker le bio-méthane, en raison des risques liés aux bactéries qui pourraient polluer les cavités naturelles utilisées pour le stockage souterrain.

Les opérateurs de réseau, qui étaient très réticents quant à l'injection du bio-méthane dans les réseaux de distribution, ont modifié leur position : ils ont signé une charte intereuropéenne pour que leurs réseaux soient à 50 % décarbonés à l'horizon 2050. Il existe donc des engagements des opérateurs pour faciliter l'injection de bio-méthane. La France a signé la charte et GRDF, pour qui cette évolution est essentielle, appuie désormais le développement de ces filières.

On notera toutefois que les exigences des différents pays européens concernant l'épuration du biogaz pour la réinjection dans le réseau de distribution national sont différentes, posant des problèmes lorsqu'il y a des interconnexions entre les réseaux.

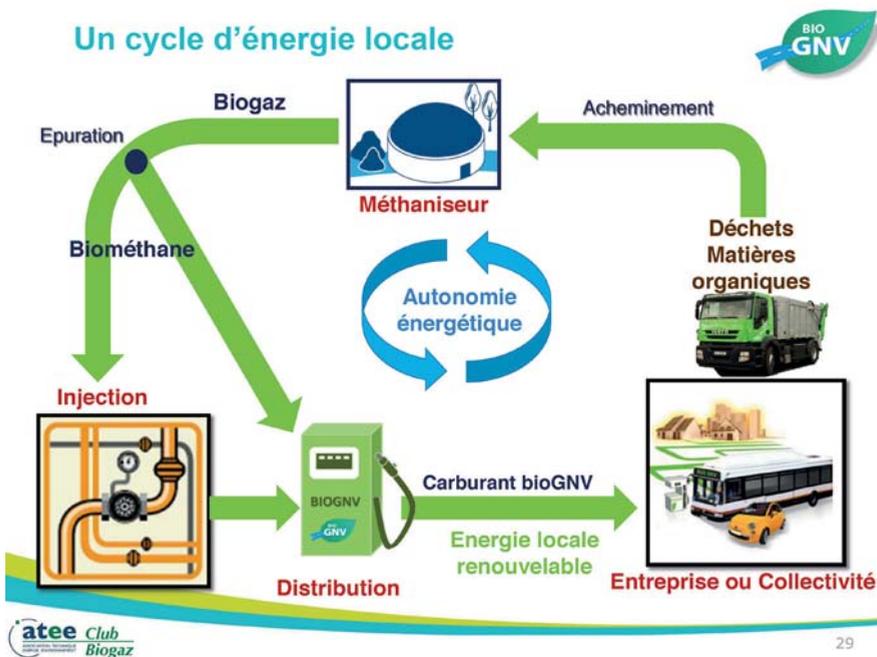


Figure 8 : Schéma des applications du biogaz dans le transport [Source Véolia].

## Fabrication d'hydrogène

On sait fabriquer de l'hydrogène à partir du méthane.

On essaie désormais de transformer directement le biogaz en hydrogène, ce qui, en réduisant les étapes du procédé, doit en diminuer le coût. VabHyogaz qui a développé un procédé, en cours d'expérimentation, espère produire un hydrogène coûtant moins de 10 €/kg.

## Chapitre 3

# LA PLACE DU BIOGAZ DANS LE MONDE ET EN EUROPE

### 3.1 DANS LE MONDE

L'exploitation du biogaz est très répandue dans le monde, même si les technologies utilisées et, surtout, les types d'exploitation sont très divers.

Ainsi **la Chine** est l'un des pays qui a fait appel très tôt, au cours de son histoire, à la technologie du biogaz et, dès la fin du XIX<sup>e</sup> siècle, des fermenteurs rudimentaires ont été construits dans les zones côtières de la Chine du Sud. Luo Guorui inventa et construisit une citerne à biogaz d'une contenance de huit mètres cubes qui portait son nom ; il fonda en 1920 une société d'éclairage au biogaz, la « *Santou Guorui Biogas Lamp Company* » et en 1932 la « *Chinese Guorui Biogas Company* » à Shanghai ; cette société eut de nombreuses filiales tout au long du fleuve Yangtze et dans les provinces du sud de la Chine. Ce fut la première vague de l'emploi du biogaz en Chine.

La seconde vague de l'usage du biogaz trouva son origine dans la province de Wuchang, en 1958, dans le cadre d'une campagne visant à exploiter les multiples fonctions de la production de biogaz, qui résolvait simultanément les problèmes de mise à disposition de matières organiques pour les cultures et une amélioration de l'hygiène publique.



Modèles domestiques standardisés



Modèles pour des exploitations agricoles

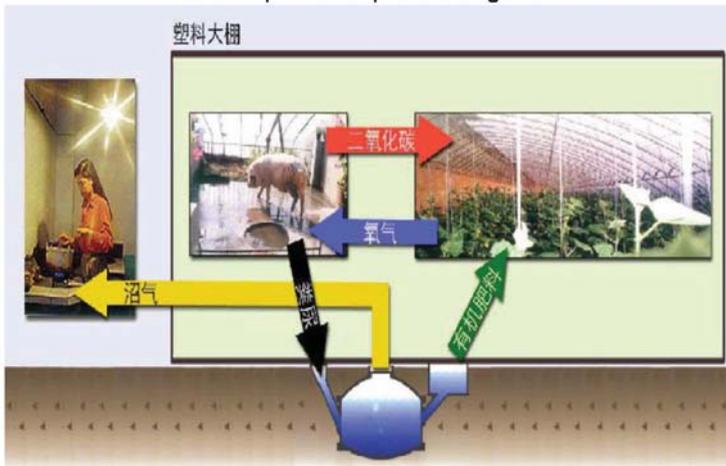


Figure 9: installations standardisées de production de bio-gaz dans les campagnes chinoises (Source: INRA).

La troisième vague du biogaz se produisit vers la fin des années 1970 et le début des années 1980, lorsque le gouvernement chinois considéra la production de biogaz comme un emploi rationnel et efficace des ressources naturelles dans les milieux ruraux. La production de biogaz permit non seulement de fournir de l'énergie, mais également d'améliorer la protection de l'environnement et l'hygiène ; elle représenta un aspect important de la modernisation de l'agriculture à cette époque. Quelques trente millions de digesteurs standardisés ont été installés pendant cette période à travers la Chine.

Dans les années 2000, ce type de développement très local a été encouragé avec la possibilité d'utiliser les crédits carbone de l'industrie européenne pour leur financement. La forte baisse de valeur de ces crédits au cours des dernières années a peu à peu stérilisé ces développements. Entre temps, une véritable industrie du biogaz est née en Chine dans tous ses secteurs de valorisation.

À l'instar de la Chine, de nombreux pays en voie de développement ont utilisé ces mécanismes financiers pour monter des projets locaux en milieu rural, mais aussi des projets industriels souvent très importants, en particulier en Amérique du Sud. On peut citer à titre d'exemple le contrat passé par la municipalité de la ville de Mexico pour récupérer le biogaz de sa décharge d'ordures de Bordo Poniente, aujourd'hui fermée, qui avait accumulé 72 millions de tonnes de déchets au cours de ses vingt ans d'utilisation.

### 3.2. AUX USA

Le Connecticut a été le premier État à donner l'exemple, en 2011, en adoptant une loi obligeant les producteurs à envoyer leurs déchets organiques dans une unité de valorisation – et non plus en décharge – lorsqu'ils sont collectés à moins de 20 miles (32 kilomètres) d'une telle installation et lorsque la quantité produite dépasse deux tonnes par semaine.

Le Vermont a voté une loi similaire en 2012 : dans le *Green Mountain State*, le moindre déchet organique se verra refuser l'accès aux centres d'enfouissement à partir de 2020. Le Massachussetts, enfin, doit appliquer la même interdiction aux producteurs de plus d'une tonne de résidus par semaine dès le 1<sup>er</sup> juillet 2014.

Après San Francisco, Seattle et Portland, New York est la 4<sup>e</sup> métropole à interdire l'enfouissement des déchets organiques. L'interdiction touche les déchets produits par les hôpitaux, les hôtels et, plus largement, tous les producteurs émettant plus d'une tonne de résidus alimentaires par semaine. La proposition revient au précédent maire de New York, Michael Bloomberg, qui a expliqué en Novembre 2013 vouloir rediriger ces déchets (plus de 250 000 tonnes annuelles) vers le compostage ou la méthanisation.

### 3.3. EN EUROPE

Les premières installations industrielles, essentiellement pour le traitement des effluents liquides d'origine agro-alimentaire, ont été mises en place en Europe à partir du premier choc pétrolier. En 2006, on comptait 2 500 installations sur des sites industriels. Avec un décalage d'une dizaine d'années, les installations de traitement des déchets solides urbains se sont développées à la suite. En 2008, le Parlement européen a adopté un rapport sur « l'agriculture durable et le biogaz » demandant que les politiques de soutien au biogaz soient développées au même titre que celles favorisant les autres énergies renouvelables.

En vue de limiter à 2 °C le réchauffement de la planète lié au changement climatique, le Conseil européen a confirmé de nouveau le 4 février 2011 l'objectif de l'UE de réduire ses émissions de gaz à effet de serre à raison de 80 à 95 % d'ici 2050 par rapport au niveau de 1990. Le conseil a demandé l'élaboration des stratégies de développement à faible intensité de carbone sur le long terme.

La stratégie Europe 2020 pour une croissance intelligente, durable et inclusive pose cinq grands objectifs relatifs à la position que devrait occuper l'Europe en 2020. L'un d'eux a trait au climat et à l'énergie : les États membres se sont engagés à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) de 20 %, à porter à 20 % la part des énergies renouvelables dans l'approvisionnement énergétique de l'UE et à diminuer de 20 % la consommation d'énergie d'ici 2020.

Aujourd'hui, environ 66 % de l'énergie renouvelable (sous ses différentes formes : chaleur, électricité, carburant), en Europe, vient de la bioénergie et les projections qui sont faites permettent d'établir que cette part restera au minimum à ce niveau, et pourrait très probablement augmenter considérablement.

Il faudra cependant, pour mener à bien la croissance nécessaire pour atteindre les buts fixés, mobiliser toutes les forces : politiques, technologiques, financières, pour une action convergente dans les différents domaines concernés : industriel, énergétique, agricole, forestier, gestion des déchets.

Selon une étude de l'Institut pour l'énergie et l'environnement de Leipzig (Institut für Energetik und Umwelt), le potentiel théorique de biogaz en Europe s'élève à 500 milliards de mètres cubes. Cette énergie pourrait remplacer, à terme, les importations de gaz naturel en provenance de Russie (dans plusieurs dizaines d'années).

L'expérience montre cependant qu'aujourd'hui, en Europe, la consommation de biogaz est très variable selon les pays et que son degré de pénétration dans le marché de l'énergie dépend beaucoup des mesures incitatives prises par les différents pays.

L'Allemagne, l'Autriche et le Danemark produisent une grande partie de leur biogaz dans les exploitations agricoles, en utilisant l'énergie des récoltes, des sous-produits de l'agriculture et des lisiers, alors que le Royaume-Uni, l'Italie, la France et l'Espagne utilisent surtout les gaz résultant de l'enfouissement des déchets.

L'UE s'est fixé un objectif ambitieux d'augmenter les investissements en faveur du secteur du biogaz à 25 milliards d'euros d'ici 2020. Une analyse récente des Plans d'action nationaux d'énergie renouvelable (NREAPs) effectué par le Conseil européen des énergies renouvelables (EREC) montre que les États membres européens ont fourni pour le biogaz des objectifs fortement ambitieux, qui ne pourront être atteints sans dispositifs de soutien solides.

Le dernier baromètre du biogaz publié par EurObserv'ER en 2014 indique que la production d'énergie primaire issue du biogaz en Europe a atteint 13,4 Mtep en 2013, en augmentation de plus de 10,2 % sur 2012. Le biogaz de décharge (21 %) et le biogaz issu des stations d'épuration (9 %) sont aujourd'hui largement dépassés par le biogaz produit à partir de la méthanisation des déchets solides ou à partir de la biomasse d'origine agricole (lisier, maïs) (69 %).

### 3.4 LE MODÈLE ALLEMAND

L'Allemagne a mis en place dès le début des années 90 un plan de développement du biogaz basé sur l'utilisation du maïs comme source de carbone, éventuellement mélangé au lisier d'origine animale. Cette matière première standardisée présente l'avantage d'un fort pouvoir méthanogène en fermenteur.

En 2008, l'association allemande sur le biogaz (*German Biogas Association*) estimait que 20 % des besoins en gaz naturel de l'Allemagne seraient couverts par le biogaz en 2020 et qu'en 2030 le biogaz remplacerait tout le gaz importé de Russie par l'Allemagne. En 2013, l'Allemagne a consommé 75 Mtep de gaz et a produit 6,7 Mtep de biogaz.

Accompagné par des conditions de rachat de l'électricité produite très incitatives, ce développement a permis à l'Allemagne de prendre rapidement la place de premier producteur européen avec 6 718 ktep produites en 2013 par près de 8 000 installations. Le rythme d'accroissement du nombre d'unités industrielles a toutefois fléchi depuis 2011 du fait de la décision du gouvernement de diminuer de façon sensible les tarifs de rachat au 1<sup>er</sup> janvier 2012. La nouvelle loi sur les énergies renouvelables, entrée en vigueur à l'été 2014, a, de plus, fortement limité l'emploi des cultures énergétiques pour la production du biogaz. La majorité du biogaz produit sert à fabriquer de l'électricité [29 TWh en 2013].

## Chapitre 4

# LE BIOGAZ EN FRANCE

## 4.1 POURQUOI LA FRANCE A-T-ELLE COMMENCÉ TARDIVEMENT À S'INTÉRESSER AU BIOGAZ ?

### Un démarrage difficile

Les premières tentatives de valorisation du biogaz se sont heurtées à des difficultés techniques. Le biogaz de décharge a été utilisé dès les années 80 pour produire de l'énergie à partir de moteurs thermiques entraînant des génératrices, voire pour alimenter en carburant des flottes de véhicules. Mais ce biogaz était insuffisamment épuré et il entraînait une corrosion très rapide des moteurs, ce qui rendait illusoire la rentabilité de l'opération.

De même, les premières expériences de méthanisation des ordures ménagères ont rencontré d'importants déboires : on se souvient de la difficile mise au point du procédé Valorga. Les problèmes étaient généralement dus à une insuffisante préparation des déchets entrants, le digesteur étant alimenté par les résidus bruts sans tri préalable.

*La filière du biogaz ne peut se développer sans incitations financières*

Le développement des énergies renouvelables ne peut actuellement résulter du seul fonctionnement naturel du marché. En effet, depuis deux

siècles, les énergies fossiles se sont imposées grâce à leur faible coût. Les énergies renouvelables – à l'exception de l'énergie hydraulique – ne sont pas compétitives dans l'état actuel du marché et ne parviennent pas à trouver spontanément leur place dans le système économique concurrentiel. Il est nécessaire de les soutenir par des subventions, qui prennent généralement la forme d'une obligation de rachat, par le distributeur d'énergie, à un tarif imposé, de l'énergie renouvelable produite. Le distributeur (EDF ou les entreprises locales de distribution de l'électricité) revend l'énergie au consommateur au prix du marché et l'équilibre est obtenu par une contribution assise sur le prix de l'énergie (CSPE : contribution au service public de l'électricité) et payée par les consommateurs d'électricité.

Les tarifs de rachat de l'énergie obtenue à partir du biogaz sont actuellement les suivants (en c€/kWh, HT) :

biogaz de décharge	8,121 à 9,745	selon la puissance
biogaz de méthanisation	11,19 à 19,97	selon la puissance
+ prime d'efficacité énergétique	0 à 4	selon le taux de valorisation

Si le biogaz est injecté dans le réseau, les tarifs d'achat s'établissent, selon la capacité d'injection, dans les fourchettes suivantes :

biogaz de décharge	4,5 à 9,5
biogaz de méthanisation	6,4 à 9,5

Il faut cependant noter que le secteur des déchets urbains présente l'atout de disposer d'une double source de revenus : d'une part, le revenu provenant du prix du traitement des déchets, payé par le producteur des déchets pour que ceux-ci soient éliminés d'une manière qui ne porte pas atteinte à la santé et à l'environnement, et d'autre part, le produit de la vente des ressources issues de ce traitement, qu'il s'agisse d'énergie (biogaz) ou de matière (digestat).

À ces subventions, il faut rajouter des aides à l'investissement.

Le dispositif de soutien pour la filière biogaz s'articule autour de deux dispositifs gérés par l'Ademe :

- ▶ le Fonds chaleur, doté de 400 millions d'euros par an et destiné avant tout au développement de l'utilisation de la biomasse bois, aide financièrement l'investissement des installations produisant et valorisant de la chaleur renouvelable ou de récupération. La production de chaleur fournie par combustion du biogaz est éligible à ce fonds. La loi sur la transition énergétique prévoit un doublement de ce fonds dans les trois années à venir ;
- ▶ le Fonds déchets, doté de 200 millions d'euros par an, est destiné à aider notamment les collectivités à réduire et mieux valoriser les déchets. En 2012 ce fonds avait permis d'aider au financement de 96 unités de méthanisation.

L'État a également participé au financement de neuf installations en 2012 pour un budget de 37 millions d'euros. De façon plus générale, l'ensemble des pouvoirs publics, régions, départements, fonds Feder européen, ont participé en moyenne pour 30 % au financement des installations de production de bio-méthane.

## 4.2 LA PLACE DU BIOGAZ EN FRANCE

### La situation actuelle

Les chiffres répertoriés par EurObserv'ER<sup>12</sup> indiquent pour 2013 une production d'énergie primaire du biogaz en France métropolitaine de 465 ktep pour l'année 2013, en accroissement de 11 % sur 2012. De même, la production d'électricité, (une des trois applications du biogaz avec la chaleur et le GNV), augmente de 11,8 % pour ces mêmes années pour atteindre 1 521 GWh en 2013. La production des décharges représentait encore 60 % du total et celle des stations d'épuration 17 %, le restant, dont la production agricole et celle des territoires ne représentant encore que 23 % du total (voir figure 10). La figure 11 représente l'ensemble des sites de production et de valorisation du biogaz.

<sup>12</sup> État des énergies renouvelables en Europe-2013, EurObserv'ER, bilan 2013

La France arrive aujourd'hui en quatrième position en Europe, derrière l'Allemagne, le Royaume-Uni et l'Italie.

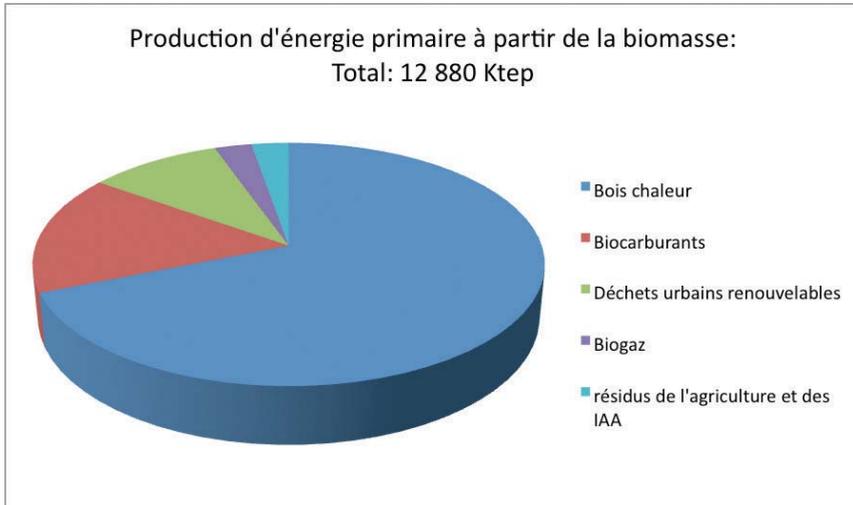


Figure 10: Les différentes sources de production de biogaz en France (chiffres 2013)  
(Source Ademe et MEEDDM).

### Quel est le potentiel accessible à court terme (« horizon 2020 ») ?

En considérant le gisement total des déchets urbains (ordures ménagères et assimilées, déchets industriels), le potentiel énergétique résultant de la production de biogaz s'établirait à 5,5 Mtep par an. Mais tous les déchets fermentescibles ne sont pas nécessairement dirigés vers une filière s'appuyant sur la fermentation anaérobie ! Une partie d'entre eux est recyclée pour fournir des « matières secondaires » : c'est le cas notamment des papiers et cartons, ou encore de certains déchets organiques industriels valorisés en alimentation animale. Une autre partie sera dirigée, mélangée à l'ensemble des déchets collectés, vers une usine d'incinération en vue d'une valorisation énergétique, ou encore vers une filière de fermentation aérobie pour fabriquer du compost. Une autre fraction, telles certaines boues de stations d'épuration des eaux usées, sera utilisée comme apport de matière organique aux sols agricoles, à travers un plan d'épandage.

C'est pourquoi le potentiel énergétique accessible sous forme de biogaz issu des déchets urbains s'établit autour de 2 Mtep par an. Encore ce potentiel doit-il être nuancé du fait de contraintes économiques : les investissements nécessaires pour valoriser la ressource ou purifier le biogaz ne sont pas toujours justifiés économiquement, malgré les incitations financières (voir les conditions de rachat).

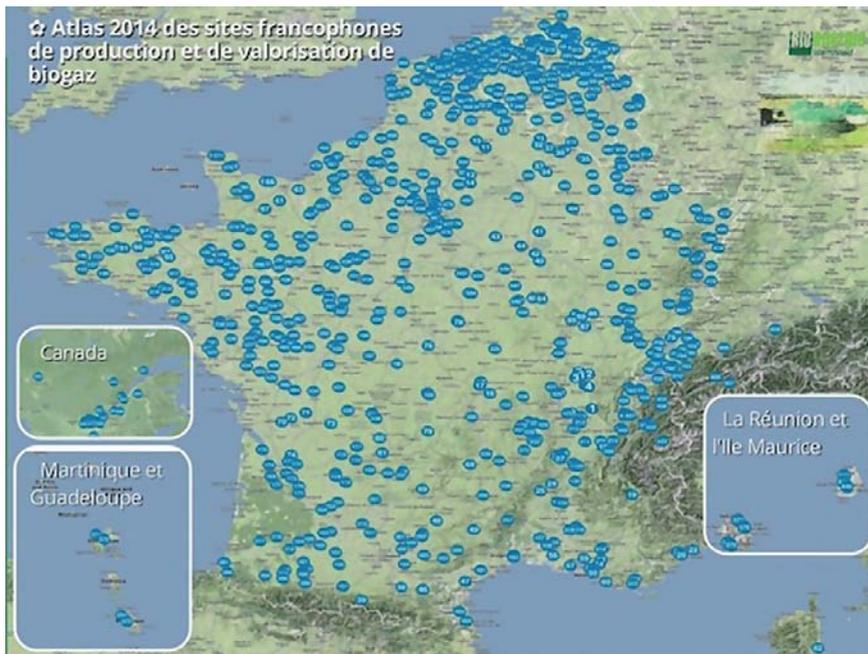


Figure 11 : Localisation des installations de production de biogaz en France et dans les régions francophones limitrophes<sup>13</sup> (Source : Bioénergies-promotion, 2013).

À ces ressources viennent s'ajouter celles qui proviennent du secteur agricole : résidus de récolte, effluents d'élevage, pailles, etc., dont on peut estimer le potentiel « total » à 5 Mtep par an environ.

<sup>13</sup> <http://www.bioenergie-promotion.fr/33573/atlas-biogaz-2014-des-sites-francophones-de-production-et-de-valorisation/>

Une étude Ademe publiée en novembre 2008<sup>14</sup> estimait que la production d'énergie par le biogaz pourrait atteindre 2,3 Mtep à l'horizon 2020 (soit 26 TWh), qui se répartirait ainsi :

biogaz de décharge	0,87 Mtep
Déchets industriels	0,73 Mtep
Méthaniseurs d'ordures ménagères	0,22 Mtep (y compris les STEP)
Méthanisation agricole	0,46 Mtep

La valeur annoncée pour la production de biogaz par les décharges, qui équivaut à un potentiel énergétique de 10 TWh semble bien optimiste !

Bien évidemment, ce potentiel énergétique ne serait pas obtenu uniquement sous forme de bio-méthane carburant, car toutes les installations n'auront pas la taille suffisante pour rentabiliser les équipements d'épuration du biogaz.

Enfin, il faut préciser également que le potentiel énergétique estimé ci-avant est exprimé en production « brute » de biogaz. Pour obtenir le potentiel « utile », il convient de déduire l'autoconsommation permettant l'alimentation énergétique du procédé, qui correspond à environ 10 % de la production brute.

Ces prévisions extrêmement ambitieuses ont été depuis ramenées à un niveau plus réaliste : aujourd'hui, on estime qu'en 2020, en France, la production totale d'énergie primaire à partir du biogaz issu des déchets pourra atteindre :

- ▶ 6 TWh pour le biogaz capté dans les ISDND, soit un niveau sensiblement constant par rapport à celui de 2010, la diminution des capacités enfouies étant compensée par une valorisation accrue, motivée par l'augmentation et la modulation de la TGAP (voir ci-après) ;
- ▶ 1,3 TWh pour les stations d'épuration urbaines,
- ▶ 1,3 TWh pour les installations de méthanisation des effluents industriels (industries agro-alimentaires ; papeteries ; chimie ; etc.) ;
- ▶ 0,75 TWh pour les usines de méthanisation des ordures ménagères. Mais, bien qu'elle dépende de nombreux facteurs : efficacité de la prévention (réduction

<sup>14</sup> « État des lieux et potentiel du biométhane carburant » (Ademe, AFGNV, ATEE, GDF-SUEZ, IFP, MEEDDAT, novembre 2008)

de la production de déchets], organisation de la collecte, modalités de tri et de recyclage, et tout simplement taux de pénétration de la méthanisation par rapport à d'autres filières de traitement (incinération, compostage...), cette filière présente un fort potentiel de croissance et pourrait atteindre à l'horizon 2030 une production d'énergie proche de 3,2 TWh si on incorpore les bio-déchets des marchés, de la restauration et de la distribution ;

- ▶ 2 TWh pour les installations de méthanisation agricole, « à la ferme » ou territoriales, qui permettent la valorisation énergétique des effluents d'élevage et de la biomasse agricole.

En résumé, le potentiel énergétique de production de biogaz ne semble pas devoir excéder 1 million de Tep à l'horizon 2020.

Cette évaluation s'appuie sur les hypothèses suivantes :

- ▶ on se dirige vers une diminution de la part de biogaz non valorisé, en particulier dans les ISDND ; en effet, la part de biogaz simplement brûlé, sans aucune valorisation, qui est de l'ordre de 50 % aujourd'hui, pourrait diminuer significativement dans les 5 à 10 ans au profit d'une augmentation progressive de la part du biogaz valorisé ;
- ▶ la réduction des quantités de déchets éliminées en décharge s'accompagne du développement de leur méthanisation, ce qui n'a pas pour effet d'augmenter le potentiel méthanogène, mais accélère la production annuelle de biogaz ;
- ▶ une quinzaine d'usines de méthanisation des ordures ménagères devraient voir le jour d'ici 2015, et une trentaine pourraient être en opération à l'horizon 2020 ;
- ▶ la méthanisation des boues d'épuration devrait se développer, avec un changement de philosophie à l'égard de ces boues, qu'il ne faudra plus percevoir comme un déchet sans valeur à éliminer coûte que coûte (épandage, enfouissement...), mais comme une ressource dont il faut exploiter le potentiel énergétique ;
- ▶ la collecte séparée des déchets organiques des gros producteurs doit fournir un gisement à méthaniser de 3,5 millions de tonnes, en sachant toutefois que ces déchets, auparavant collectés comme des déchets industriels, étaient éliminés en décharge et contribuaient au potentiel méthanogène de ces dernières !

- ▶ la méthanisation à la ferme se développe conformément aux objectifs du plan Énergie méthanisation autonomie azote (EMAA) qui fixe un objectif de 1 000 méthaniseurs agricoles d'ici 2020 ;
- ▶ la part du biogaz valorisé sous forme de cogénération sera en nette augmentation, augmentant le rendement de la valorisation effectuée. Les technologies mises en œuvre étant complètement matures, cette forme de valorisation restera probablement prépondérante ;
- ▶ le bio-méthane épuré pourra être injecté dans le réseau de gaz naturel : tous les secteurs peuvent y prétendre, exception faite aujourd'hui de celui des gaz de STEP pour lesquels l'Afsset ne s'est pas encore prononcée,

Quant à la valorisation carburant, on ne compte en 2010 que deux installations en France. Cette valorisation pourrait émerger avec le développement du bio-méthane et des techniques d'épuration qui seront aussi nécessaires à l'injection en réseau.

### **Quelles sont les perspectives à l'horizon 2050 ?**

L'Ademe, entre autres, a présenté des scénarios à ce sujet. Dans une approche prospective volontariste pour 2030, et normative pour 2050 en visant le facteur 4 de réduction des gaz à effet de serre à cet horizon, l'agence imagine que le biogaz pourrait représenter 6 Mtep en 2030 et 9 Mtep en 2050 ce qui, compte tenu de la diminution de la demande énergétique nationale finale qu'elle chiffre à 119 Mtep en 2030 (-20 % par rapport à la demande actuelle de 150 Mtep) et à 80 Mtep en 2050, représenterait 5 % de la demande en 2030 et 11 % en 2050.

Pour arriver à ce résultat en 2030, le scénario imagine que les effluents d'élevage et la production intercalaire de cultures à vocation énergétique sur 25 % des surfaces cultivées et 5 % des prairies seront, à 80 %, les principales sources de matières premières utilisées pour la méthanisation.

Les implications sous-jacentes sont la construction de 600 installations par an d'ici à 2030 (au cours des dernières années l'Allemagne a investi 1 000 installations par an), mais aussi le développement des utilisations du biogaz, en particulier l'injection dans le réseau.

Le passage de 2030 à 2050 se caractérise quant à lui par une forte augmentation du gisement mobilisable pour les effluents d'élevage (passage de 40 à 60 %) et les résidus de récolte (passage de 20 à 60 %).

## CONCLUSION

Le biogaz est une énergie renouvelable qui présente l'avantage d'être stockable et non dépendante de la climatologie.

Les objectifs du Plan Climat, stipulant une part de 23 % des énergies renouvelables dans l'énergie finale en 2020, ne pourront être atteints sans un développement important de la méthanisation.

Même si à terme l'essentiel des ressources utilisables en méthanisation sera d'origine agricole, les bio-déchets urbains au sens large (des ménages aux gros producteurs) seront néanmoins intéressants à mobiliser.

La valorisation du biogaz provenant des déchets est une technologie mature et elle n'a pas besoin de grandes recherches et développements, mais plutôt d'une optimisation des procédés et de perfectionnements technologiques pour faire monter en puissance les installations industrielles. Néanmoins, il ne faut pas négliger des étapes importantes que constituent, par exemple, la nécessaire purification du biogaz avant certaines utilisations et l'indispensable préparation des déchets quand on les traite par méthanisation.

Il existe en France un fort potentiel de développement de la méthanisation. Si les incitations économiques vont dans le bon sens, l'engagement insuffisant des pouvoirs publics (le bio-méthane était absent du « Grenelle de l'environnement ») et une complexité administrative excessive freinent les porteurs de projet et les collectivités. La loi sur la transition énergétique devrait aider au développement de ce potentiel.

Le développement de la production française de biogaz à partir des déchets dépend donc largement des politiques publiques mises en place et des soutiens, tant réglementaires que financiers dont elle peut bénéficier.

Aussi est-il important d'identifier les **drivers** 😊 du marché de la méthanisation des déchets, ainsi que les **freins** ☹️ éventuels à son développement.

### Le prix de l'énergie

- 😊 Le coût de l'énergie ne peut qu'augmenter à long terme, ce qui rendra les énergies renouvelables plus compétitives...
- ☹️ Mais cette échéance peut être retardée par l'exploitation (éventuelle) du gaz de schiste ?

### Les incitations réglementaires

- 😊 L'obligation de collecte sélective des bio-déchets s'impose déjà aux gros producteurs et elle devrait être étendue aux restaurants, même de petite taille.
- ☹️ Le ministère de l'agriculture considère que les bio-déchets des gros producteurs ou les déchets de restauration sont des « sous-produits animaux » (SPA), ce qui rend kafkaïennes les démarches administratives sur l'instruction des arrêtés d'autorisation et sur la délivrance des agréments sanitaires.

### Les incitations financières et fiscales

- 😊 Les tarifs obligatoires de rachat sont une puissante incitation...
- ☹️ Mais les politiques de rachat sont disparates entre les États membres de l'Union européenne, or les principaux constructeurs sont étrangers (essentiellement allemands) et leurs prix d'investissement sont ajustés sur des tarifs d'achat de l'énergie bien supérieurs à ceux pratiqués en France.
- ☹️ La France possède depuis quelques mois un tarif pour l'injection en réseau et un tarif pour l'électricité, mais l'autoconsommation n'est plus considérée comme une valorisation énergétique, ce qui signifie que les projets n'ayant pas de débouché chaleur sont pénalisés.

- ☺ La modulation de la TGAP (taxe sur les activités polluantes) exigible sur chaque tonne de déchets acceptée en entrée d'un centre de stockage constitue, depuis 2009, un élément incitatif, complémentaire au tarif d'achat.

### **Les conditions techniques d'exploitation**

- ☹ Les ordures ménagères doivent être soigneusement préparées et calibrées avant d'entrer dans le réacteur de méthanisation.
- ☹ La garantie du « zéro rejet liquide » pour les installations de méthanisation est difficile à respecter.

### **Les débouchés des substrats organiques**

- ☹ La commercialisation des digestats est indispensable à l'équilibre économique de la filière de valorisation, mais le statut réglementaire des digestats demeure flou : ceux-ci ne peuvent avoir le statut d'« amendement organique » que s'ils ont subi un compostage caractérisé ; une discussion est en cours pour faire entrer les digestats liquides dans la norme « 42001 engrais », mais cela n'aboutit pas. La normalisation des digestats reste à faire.

### **La conscience environnementale**

- ☺ La conscience environnementale de l'ensemble des acteurs et du grand public s'accroît, avec la volonté de produire et d'utiliser de l'énergie renouvelable : certains transporteurs souhaitent utiliser du bio-GNV pour leur flotte.
- ☹ Les populations riveraines sont réticentes à l'implantation d'installations traitant des déchets ou produisant du gaz.



# ANNEXES

## **Annexe 1 – Les utilisations de la biomasse**

Dans l'exemple du scénario 2030 de l'Ademe la biomasse issue des déchets agricoles et de l'exploitation des cultures énergétiques représente le second poste après les effluents d'élevage. Toutefois cette même partie de la biomasse est déjà convoitée pour d'autres productions d'énergie renouvelable : chaleur et biocarburants. Quelle est donc la situation ?

L'énergie produite à partir de la biomasse représentait en 2011 66 % de la production totale des énergies renouvelables. Les différents types de la ressource biomasse et leurs usages finaux sont indiqués sur les figures 11 et 12. Les chiffres de l'Ademe pour l'année 2011 donnent la décomposition suivante :

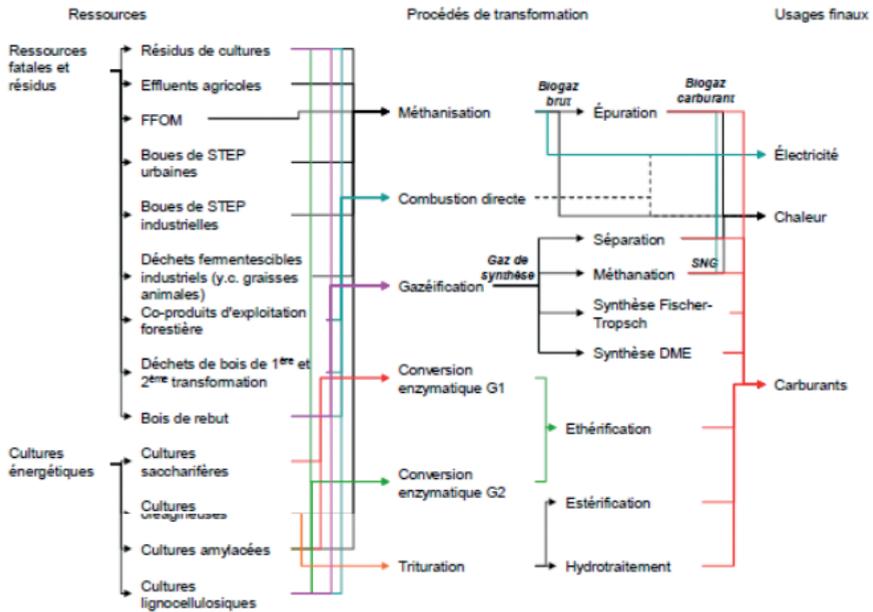


Figure 11 : Les différentes ressources de biomasse et les procédés de transformation à mettre en œuvre pour les usages finaux (Source : GdF-Suez).

Production totale d'énergie: 465ktep (données 2013)

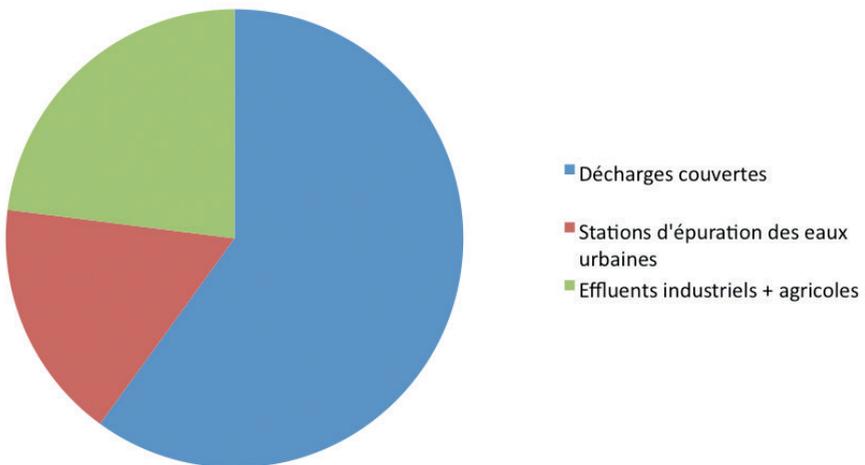


Figure 12 : Utilisation relative des différents types de biomasse en 2011 pour la production d'énergie primaire (Source : Ademe).

Comme indiqué sur la figure 12, 69 % de cette énergie provient de la combustion du bois, 16 % des cultures dites alimentaires pour la production des biocarburants ; enfin 10 % de cette énergie provient des déchets urbains renouvelables, essentiellement par incinération. La part qui revient au biogaz est de l'ordre de 3 %.

Dans ses prévisions à 2020, la MEEDEM chiffre à 53 % la part de la biomasse dans l'ensemble des énergies renouvelables qui à l'horizon 2020 pourraient atteindre 21 millions de tep. Le biogaz ne représenterait alors que 1 % du total.

## **Annexe 2 – Les recherches en cours sur le biogaz**

De nombreux programmes de recherche ont été mis en place au cours des dernières années, associant financement et équipes publics et privés, pour stimuler l'innovation au sein des entreprises impliquées dans la filière de production du biogaz ou dans ses applications.

La liste ci-dessous ne se veut en aucun cas limitative, mais seulement illustrative du foisonnement actuellement en cours.

### **Programme Symbiose**

Financé en partie par l'ANR, il associe l'IFREMER, le CNRS/ECOLAB, l'INRA associé à la Société Naskéo et l'INRIA pour étudier un procédé d'optimisation de la méthanisation par couplage d'une digestion anaérobie et la culture d'une biomasse photosynthétique (micro-algues)<sup>15</sup>.

### **Programme ADD Control**

C'est un projet européen du 7<sup>e</sup> PCRD – SME 2008 qui vise à mettre au point une modélisation et une automatisation des programmes de méthanisation. Il était coordonné par la société française Naskéo<sup>16</sup>.

<sup>15</sup> [http://www.agence-nationale-recherche.fr/projet-anr/?tx\\_lwmsuivibilan\\_pi2%5BCODE%5D=ANR-08-BIOE-0011](http://www.agence-nationale-recherche.fr/projet-anr/?tx_lwmsuivibilan_pi2%5BCODE%5D=ANR-08-BIOE-0011)

<sup>16</sup> [www.naskeo.com](http://www.naskeo.com)

### **Programme bio-méthane Région**

Lancé par la Région Rhône-Alpes avec le soutien des fonds européens de développement régionaux, il est centré sur la promotion de la digestion anaérobie et les technologies d'amélioration de la purification du biogaz pour les applications carburant et injection dans les réseaux<sup>17</sup>.

### **Programme GAYA**

Financé par le programme Fonds démonstrateur de l'Ademe et le Groupe GdF-Suez, il explore trois générations de production de bio-méthane : la méthanisation anaérobie, les technologies thermochimiques à partir de déchets de bois, déchets agricoles ou déchets de sciure, et les technologies de troisième génération à partir des micro-algues<sup>18</sup>.

<sup>17</sup> [www.bio-methaneregions.eu](http://www.bio-methaneregions.eu)

<sup>18</sup> [www.projetgaya.com/biomethane-generation.shtml](http://www.projetgaya.com/biomethane-generation.shtml)

## MEMBRES DU GROUPE DE TRAVAIL

### Membres de l'Académie

Pierre-Étienne BOST	Bruno JARRY : corédacteur du rapport
Alain Michel BOUDET	Bernard LE BUANEC
Pierre BOURLIOUX	Jean LUNEL
Michel COMBARNOUS	Bernard TARDIEU
Pierre FEILLET	Daniel THOMAS : Coordinateur du GT
Pierre GALLE	Gérard TOULOUSE
Marion GUILLOU	Gilles TRYSTRAM

### Secrétaire scientifique :

Cyrille COSTA

### Membre extérieur :

Dominique PIN : corédacteur du rapport

### Personnalités auditionnées par le Groupe de travail

Gérard ANTONINI,

*professeur à l'Université de technologie de Compiègne*

Carole BLOQUET,

*directeur environnement et innovation, Société SITA, Groupe GdF-Suez*

Jean Louis BRESTESCHE,

*directeur, Air Liquide*

Marc CHEVERRY,  
*Ademe, chef du service « Prévention et gestion des déchets »  
au sein de la direction « consommation durable et déchets »*

Sébastien COUZY,  
*directeur général, Méthanéo*

Sylvain FRÉDÉRIC,  
*directeur général délégué, Naskéo environnement*

Olivier GUÉRRINI,  
*GdF Suez, direction recherche et innovation, CRIGEN*

Caroline Marchais,  
*déléguée générale du Club biogaz*

Maelenn POITRENAUD,  
*Véolia Environnement, direction recherche et innovation, programme propreté*

Rodrigo RIVERA,  
*Société Inoss*

Jean-Philippe STEYER,  
*INRA, laboratoire de technologie de l'environnement, Narbonne*

## PUBLICATIONS DE L'ACADÉMIE

Les travaux de l'Académie des technologies sont l'objet de publications réparties en quatre collections<sup>1</sup> :

- ▶ Les rapports de l'Académie : ce sont des textes rédigés par un groupe de l'Académie dans le cadre du programme décidé par l'Académie et suivi par le Comité des travaux. Ces textes sont soumis au Comité de la qualité, votés par l'Assemblée, puis rendus publics. On trouve dans la même collection les avis de l'Académie, également votés en Assemblée, et dont le conseil académique a décidé de la publication sous forme d'ouvrage papier. Cette collection est sous couverture bleue.

<sup>1</sup> - Les ouvrages de l'Académie des technologies publiés entre 2008 et 2012 peuvent être commandés aux Éditions Le Manuscrit (<http://www.manuscrit.com>). La plupart existent tant sous forme matérielle que sous forme électronique.  
- Les titres publiés à partir de janvier 2013 sont disponibles en librairie et sous forme de ebook payant sur le site de EDP sciences (<http://laboutique.edpsciences.fr/>). À échéance de six mois ils sont téléchargeables directement et gratuitement sur le site de l'Académie.  
- Les publications plus anciennes n'ont pas fait l'objet d'une diffusion commerciale, elles sont consultables et téléchargeables sur le site public de l'Académie [www.academie-technologies.fr](http://www.academie-technologies.fr), dans la rubrique « Publications ». De plus, l'Académie dispose encore pour certaines d'entre elles d'exemplaires imprimés.

- ▶ Les communications à l'Académie sont rédigées par un ou plusieurs Académiciens. Elles sont soumises au Comité de la qualité et débattues en Assemblée. Non soumises à son vote elles n'engagent pas l'Académie. Elles sont rendues publiques comme telles, sur décision du Conseil académique. Cette collection est publiée sous couverture rouge.
- ▶ Les « Dix questions à ... et dix questions sur ... » : un auteur spécialiste d'un sujet est sélectionné par le Comité des travaux et propose dix à quinze pages au maximum, sous forme de réponses à dix questions qu'il a élaborées lui-même ou après discussion avec un journaliste de ses connaissances ou des collègues (Dix questions à ...). Ce type de document peut aussi être rédigé sur un thème défini par l'Académie par un académicien ou un groupe d'académiciens (Dix questions sur ...). Dans les deux cas ces textes sont écrits de manière à être accessibles à un public non-spécialisé. Cette collection est publiée sous une couverture verte.
- ▶ Les grandes aventures technologiques françaises : témoignages d'un membre de l'Académie ayant contribué à l'histoire industrielle. Cette collection est publiée sous couverture jaune.
- ▶ Par ailleurs, concernant les Avis, l'Académie des technologies est amenée, comme cela est spécifié dans ses missions, à remettre des Avis suite à la saisine d'une collectivité publique ou par auto saisine en réaction à l'actualité. Lorsqu'un avis ne fait pas l'objet d'une publication matérielle, il est, après accord de l'organisme demandeur, mis en ligne sur le site public de l'Académie.
- ▶ Enfin, l'Académie participe aussi à des co-études avec ses partenaires, notamment les Académies des sciences, de médecine, d'agriculture, de pharmacie ...

Tous les documents émis par l'Académie des technologies depuis sa création sont répertoriés sur le site [www.academie-technologies.fr](http://www.academie-technologies.fr). La plupart sont peuvent être consultés sur ce site et ils sont pour beaucoup téléchargeables.

Dans la liste ci-dessous, les documents édités sous forme d'ouvrage imprimé commercialisé sont signalés par une astérisque. Les publications les plus récentes sont signalées sur le site des éditions. Toutes les publications existent aussi sous forme électronique au format pdf et pour les plus récentes au format ebook.

**AVIS DE L'ACADÉMIE**

1. Brevetabilité des inventions mises en œuvre par ordinateurs : avis au Premier ministre – juin 2001
2. Note complémentaire au premier avis transmis au Premier ministre – juin 2003
3. Quelles méthodologies doit-on mettre en œuvre pour définir les grandes orientations de la recherche française et comment, à partir de cette approche, donner plus de lisibilité à la politique engagée ? – décembre 2003
4. Les indicateurs pertinents permettant le suivi des flux de jeunes scientifiques et ingénieurs français vers d'autres pays, notamment les États-Unis – décembre 2003
5. Recenser les paramètres susceptibles de constituer une grille d'analyse commune à toutes les questions concernant l'énergie – décembre 2003
6. Commentaires sur le Livre Blanc sur les énergies – janvier 2004
7. Premières remarques à propos de la réflexion et de la concertation sur l'avenir de la recherche lancée par le ministère de la Recherche – mars 2004
8. Le système français de recherche et d'innovation (SFRI). Vue d'ensemble du système français de recherche et d'innovation – juin 2004
  - Annexe 1 – La gouvernance du système de recherche
  - Annexe 2 – Causes structurelles du déficit d'innovation technologique. Constat, analyse et proposition.
9. L'enseignement des technologies de l'école primaire aux lycées – septembre 2004
10. L'évaluation de la recherche – mars 2007
11. L'enseignement supérieur – juillet 2007
12. La structuration du CNRS – novembre 2008
13. La réforme du recrutement et de la formation des enseignants des lycées professionnels – Recommandation de l'Académie des technologies – avril 2009
14. La stratégie nationale de recherche et l'innovation (SNRI) – octobre 2009
15. Les crédits carbone – novembre 2009
16. Réduire l'exposition aux ondes des antennes-relais n'est pas justifié scientifiquement : mise au point de l'Académie nationale de médecine, de l'Académie des sciences et de l'Académie des technologies – décembre 2009
17. Les biotechnologies demain – juillet 2010

18. Les bons usages du Principe de précaution – octobre 2010
19. La validation de l'Acquis de l'expérience (VAE) – janvier 2012
20. Mise en œuvre de la directive des quotas pour la période 2013–2020 – mars 2011
21. Le devenir des IUT – mai 2011
22. Le financement des start-up de biotechnologies pharmaceutiques – septembre 2011
23. Recherche et innovation : Quelles politiques pour les régions ? – juillet 2012
24. La biologie de synthèse et les biotechnologies industrielles (blanches) – octobre 2012
25. Les produits chimiques dans notre environnement quotidien – octobre 2012
26. L'introduction de la technologie au lycée dans les filières d'enseignement général – décembre 2012
27. Évaluation de la recherche technologique publique – février 2013
28. L'usage de la langue anglaise dans l'enseignement supérieur – mai 2013
29. Les Académies d'agriculture, des sciences et des technologies demandent de restaurer la liberté de recherche sur les plantes génétiquement modifiées – mars 2014
30. La réglementation thermique 2012, la réglementation bâtiment responsable 2020 et le climat – novembre 2014
31. Les réseaux de chaleur – décembre 2014
32. Les enjeux stratégiques de la fabrication additive – juin 2015
33. Sur la loi relative à la "transition énergétique pour une croissance verte" – juin 2015
34. Biodiversité et aménagement des territoires, décembre 2015

### **RAPPORTS DE L'ACADÉMIE**

1. Analyse des cycles de vie – octobre 2002
2. Le gaz naturel – octobre 2002
3. Les nanotechnologies : enjeux et conditions de réussite d'un projet national de recherche – décembre 2002
4. Les progrès technologiques au sein des industries alimentaires – Impact sur la qualité des aliments / La filière lait – mai 2003
5. \*Métrologie du futur – mai 2004

6. \*Interaction Homme-Machine – octobre 2004
7. \*Enquête sur les frontières de la simulation numérique – juin 2005
8. Progrès technologiques au sein des industries alimentaires – la filière laitière, rapport en commun avec l'Académie d'agriculture de France – 2006
9. \*Le patient, les technologies et la médecine ambulatoire – avril 2008
10. \*Le transport de marchandises – janvier 2009 (version anglaise au numéro 15)
11. \*Efficacité énergétique dans l'habitat et les bâtiments – avril 2009 (version anglaise au numéro 17)
12. \*L'enseignement professionnel – décembre 2010
13. \*Vecteurs d'énergie – décembre 2011 (version anglaise au numéro 16)
14. \*Le véhicule du futur – septembre 2012 (publication juin 2013)
15. \*Freight systems (version anglaise du rapport 10 le transport de marchandises) – novembre 2012
16. \*Energy vectors – novembre 2012 (version anglaise du numéro 13)
17. \*Energy Efficiency in Buildings and Housing – novembre 2012 (version anglaise du numéro 11)
18. \*Les grands systèmes socio-techniques / Large Socio-Technical Systems – ouvrage bilingue, juillet 2013
19. \*Première contribution de l'Académie des technologies au débat national sur l'énergie / First contribution of the national academy of technologies of France to the national debate on the Future of energies supply – ouvrage bilingue, juillet 2013
20. \*Renaissance de l'industrie : construire des écosystèmes compétitifs fondés sur la confiance et favorisant l'innovation - juillet 2014
21. \*Le Méthane : d'où vient-il et quel est son impact sur le climat? – novembre 2014
22. \*Biologies blanches et biologie de synthèse – mai 2015
23. \*Impact des TIC sur la consommation d'Énergie à travers le monde – novembre, 2015

## **COMMUNICATIONS À L'ACADÉMIE**

1. \*Prospective sur l'énergie au XXI<sup>e</sup> siècle, synthèse de la Commission énergie et environnement – avril 2004, MàJ décembre 2004
2. Rapports sectoriels dans le cadre de la Commission énergie et environnement et changement climatique :

- Les émissions humaines – août 2003
  - Économies d'énergie dans l'habitat – août 2003
  - Le changement climatique et la lutte contre l'effet de serre – août 2003
  - Le cycle du carbone – août 2003
  - Charbon, quel avenir ? – décembre 2003
  - Gaz naturel – décembre 2003
  - Facteur 4 sur les émissions de CO<sub>2</sub> – mars 2005
  - Les filières nucléaires aujourd'hui et demain – mars 2005
  - Énergie hydraulique et énergie éolienne – novembre 2005
  - La séquestration du CO<sub>2</sub> – décembre 2005
  - Que penser de l'épuisement des réserves pétrolières et de l'évolution du prix du brut ? – mars 2007
3. Pour une politique audacieuse de recherche, développement et d'innovation de la France – juillet 2004
  4. \*Les TIC : un enjeu économique et sociétal pour la France – juillet 2005
  5. \*Perspectives de l'énergie solaire en France – juillet 2008
  6. \*Des relations entre entreprise et recherche extérieure – octobre 2008
  7. \*Prospective sur l'énergie au XXI<sup>e</sup> siècle, synthèse de la Commission énergie et environnement, version française et anglaise, réactualisation – octobre 2008
  8. \*L'énergie hydro-électrique et l'énergie éolienne – janvier 2009
  9. \*Les Biocarburants – février 2010
  10. \*PME, technologies et développement – mars 2010.
  11. \*Biotechnologies et environnement – avril 2010
  12. \*Des bons usages du Principe de précaution – février 2011
  13. L'exploration des réserves françaises d'hydrocarbures de roche mère (gaz et huile de schiste) – mai 2011
  14. \*Les ruptures technologiques et l'innovation – février 2012
  15. \*Risques liés aux nanoparticules manufacturées – février 2012
  16. \*Alimentation, innovation et consommateurs – juin 2012
  17. \*Vers une technologie de la conscience – juin 2012
  18. \*Les produits chimiques au quotidien – septembre 2012
  19. Profiter des ruptures technologiques pour gagner en compétitivité et en capacité d'innovation – novembre 2012 (à paraître)
  20. Dynamiser l'innovation par la recherche et la technologie – novembre 2012
  21. La technologie, école d'intelligence innovante. Pour une introduction au lycée dans les filières de l'enseignement général – octobre 2012 (à paraître)

22. \*Renaissance de l'industrie : recueil d'analyses spécifiques – juillet 2014
23. \*Réflexions sur la robotique militaire – février 2015
24. Le rôle de la technologie et de la pratique dans l'enseignement de l'informatique – novembre 2015

### **DIX QUESTIONS POSÉES À...**

1. \*Les déchets nucléaires – 10 questions posées à Robert Guillaumont – décembre 2004
2. \*L'avenir du charbon – 10 questions posées à Gilbert Ruelle – janvier 2005
3. \*L'hydrogène – 10 questions posées à Jean Dhers – janvier 2005
4. \*Relations entre la technologie, la croissance et l'emploi – 10 questions à Jacques Lesourne – mars 2007
5. \*Stockage de l'énergie électrique – 10 questions posées à Jean Dhers – décembre 2007
6. \*L'éolien, une énergie du xxi<sup>e</sup> siècle – 10 questions posées à Gilbert Ruelle – octobre 2008
7. \*La robotique – 10 questions posées à Philippe Coiffet, version franco-anglaise – septembre 2009
8. \*L'intelligence artificielle – 10 questions posées à Gérard Sabah – septembre 2009
9. \*La validation des acquis de l'expérience – 10 questions posées à Bernard Decomps – juillet 2012
10. \*Les OGM - 10 questions posées à Bernard Le Buanec - avril 2014

### **GRANDES AVENTURES TECHNOLOGIQUES**

1. \*Le Rilsan – par Pierre Castillon – octobre 2006
2. \*Un siècle d'énergie nucléaire – par Michel Hug – novembre 2009

### **HORS COLLECTION**

1. Actes de la journée en mémoire de Pierre Faure et Jacques-Louis Lions, membres fondateurs de l'Académie des technologies, sur les thèmes de l'informatique et de l'automatique – 9 avril 2002 avec le concours du CNES

2. Actes de la séance sur “Les technologies spatiales aujourd’hui et demain” en hommage à Hubert Curien, membre fondateur de l’Académie des technologies – 15 septembre 2005
3. Libérer Prométhée – mai 2011

## **CO-ÉTUDES**

1. Progrès technologiques au sein des industries alimentaires – La filière laitière. Rapport en commun avec l’Académie d’agriculture de France – mai 2004
2. Influence de l’évolution des technologies de production et de transformation des grains et des graines sur la qualité des aliments. Rapport commun avec l’Académie d’agriculture de France – février 2006
3. \*Longévité de l’information numérique – Jean-Charles Hourcade, Franck Laloë et Erich Spitz. Rapport commun avec l’Académie des sciences – mars 2010, EDP Sciences
4. \*Créativité et Innovation dans les territoires – Michel Godet, Jean-Michel Charpin, Yves Farge et François Guinot. Rapport commun du Conseil d’analyse économique, de la Datar et de l’Académie des technologies – août 2010 à la Documentation française
5. \*Libérer l’innovation dans les territoires. Synthèse du Rapport commun du Conseil d’analyse économique, de la Datar et de l’Académie des technologies. Créativité et Innovation dans les territoires Édition de poche – septembre 2010 – réédition novembre 2010 à la Documentation française
6. \*La Métallurgie, science et ingénierie – André Pineau et Yves Quéré. Rapport commun avec l’Académie des sciences (RST) – décembre 2010, EDP Sciences.
7. Les cahiers de la ville décarbonée en liaison avec le pôle de compétitivité Advancity
8. Le brevet, outil de l’innovation et de la valorisation – Son devenir dans une économie mondialisée – Actes du colloque organisé conjointement avec l’Académie des sciences le 5 juillet 2012 éditions Tec & doc – Lavoisier
9. Quel avenir pour les biocarburants aéronautiques ? – juillet 2015