



**HAL**  
open science

## Méthanisation

Julien Alaterre, Clara Herer, François Villerez

► **To cite this version:**

Julien Alaterre, Clara Herer, François Villerez. Méthanisation : Dans quel cas financer son développement?. Etudes de l'environnement. 2015. hal-01651222

**HAL Id: hal-01651222**

**<https://minesparis-psl.hal.science/hal-01651222>**

Submitted on 28 Nov 2017

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



# Méthanisation, Dans quels cas financer son développement ?



Les débats relatifs à la transition énergétique et à la lutte contre le changement climatique assurent actuellement la promotion des énergies renouvelables. Parmi celles-ci, la méthanisation, à la croisée des problématiques de déchets, d'élevages et d'énergie, aurait autant de bonnes raisons de prospérer. Certes, la méthanisation peut se nourrir de déchets et produit une énergie neutre sur le bilan carbone, mais sur ces deux registres, elle présente en réalité un intérêt de deuxième voire de troisième ordre. En revanche, elle peut tenir un rôle tout à fait déterminant dans la lutte contre les pollutions azotées issues du monde agricole, notamment des rejets de nitrates. Les projets de méthanisation présentant les meilleurs bénéfices environnementaux sont aussi les projets les plus coûteux, mais le chiffrage des externalités permet de constater que dans certains cas, les aides publiques sont justifiées et devraient même être renforcées.

*Mémoire de fin de formation - 7 août 2015*

*Julien Alaterre, Clara Herer, François Villerez  
Corps des Mines*

La dernière année de formation des ingénieurs-élèves du corps des mines comporte un travail d'investigation, réalisé en binôme ou en trinôme. Nous avons choisi de nous intéresser au gaz en Europe. Chemin faisant, il nous est apparu intéressant de focaliser nos travaux sur la méthanisation et plus particulièrement sur la pertinence de son financement. A titre personnel, l'un des principaux bénéfices de ce travail réside dans la richesse des contacts et des échanges que nous avons pu avoir avec les acteurs qui comptent sur le sujet. C'est pourquoi nous souhaitons remercier, pour leur disponibilité, pour leurs messages et leur soutien : Gilles Bellec, Christophe Blavot, Bruno Bensasson, Thibaut Chapron, Romain Cresson, Nicolas Deloge, Florence Dufour, Ivan Fauchoux, Morgane Gorria, Frédéric Gravot, Didier Holleaux, Loïg Imbert, Claire Ingrémeau, Mathieu Jaboule, Paul Lhotellier, Aurélien Lugardon, Frédéric Marchand, Anthony Mazzenga, Laurent Ménard, Denis Ollivier, Xavier Passemard, Olivier Pisani, Patrick Pleignet, Christophe Renner, Edouard Sauvage, Julien Schmit, Philippe Schultz, Olivier Théobald, Julien Thual, Martial Tricaud, Thierry Trouvé, Philippe Van Deven, Pierre François Vaquié, Elisabeth Voisin, Félix Von Pechmann. Nous sommes reconnaissants à Thierry Weil, Sophie Rémont et David Krembel pour leur aide et leurs conseils avisés en qualité de pilote et de référents. Enfin, nous remercions les membres de la commission des travaux personnels pour leurs suggestions au cours des quatre rendez-vous qui ont ponctué notre progression en cette dernière année 2014-2015 à l'école des Mines.

*Clara, François, Julien.*

## RESUME

Les débats relatifs à la transition énergétique et à la lutte contre le changement climatique assurent en ce moment la promotion des énergies renouvelables. Parmi celles-ci, la méthanisation, à la croisée des problématiques de déchets, d'effluents d'élevages, et d'énergie renouvelable, aurait autant de bonnes raisons de prospérer. Certes, la méthanisation peut se nourrir de déchets et produit une énergie neutre sur le bilan carbone, mais sur ces deux registres, elle présente en réalité un intérêt de deuxième voire de troisième ordre. En revanche, elle peut tenir un rôle tout à fait déterminant pour lutter contre les pollutions azotées issues du monde agricole, notamment les rejets de nitrates. Les projets présentant les meilleurs bénéfices environnementaux sont aussi les projets les plus coûteux, mais le chiffrage des externalités permet de constater que dans certains cas, les aides publiques sont justifiées et devraient même être renforcées.

Pour produire 23 % de son énergie finale à partir de ressources renouvelables en 2030, la France, conformément à ses engagements, devra mobiliser 330 TWh par an. Un chiffre au regard duquel le gisement des déchets fermentescibles est modeste. La plus grosse part du biogaz est aujourd'hui produite par les décharges. Sa valorisation continuera quelques temps à croître grâce à une amélioration des équipements mais atteindra une asymptote à 4,8 TWh/an suite au renoncement programmé de l'enfouissement des déchets fermentescibles. Hors décharge, on identifie un gisement d'environ 1,6 à 3,3 TWh pour les déchets ménagers et 1,5 TWh pour les déchets issus de l'industrie agroalimentaires, des commerces et de la restauration. Par ailleurs, la méthanisation des déchets ménagers issus de collectes, c'est-à-dire non traçables, pénalise fortement la valorisation du sous-produit que constitue le digestat. Si bien que la méthanisation ressort comme un procédé sans avantage comparatif pour l'élimination des déchets des ménages, de l'industrie, du commerce ou de la restauration.

Dans le scénario Green Gas Grid, l'ADEME et GrDF chiffrent le potentiel de la méthanisation, selon des hypothèses tendancielles, à 30 TWh/an en 2030 de biogaz brut, celui-ci pouvant être ensuite épuré en biométhane ou utilisé pour générer de l'électricité, et 60 TWh selon des hypothèses volontaristes. A titre de comparaison, la filière éolienne se positionne sur un potentiel de 100 TWh en 2030 et 160 TWh en 2050. Par ailleurs, au terme d'une analyse du cycle de vie, il apparaît que l'électricité éolienne est préférable à l'électricité issue de la méthanisation. Et ce d'autant plus que l'électricité éolienne (terrestre) coûte significativement moins cher à produire, bien qu'il faille souligner son intermittence.

En termes d'usage, le bilan est également contrasté : il semble plus efficace de soutenir la pénétration des pompes à chaleur dans les foyers pour décarboner la chaleur consommée dans le résidentiel que d'injecter du bio-méthane dans le réseau de distribution pour le chauffage. La mobilité bio-GNV pourrait en revanche être crédible en comparaison avec la mobilité électricité. Mais il faudrait d'abord que le GNV s'impose en France. Quoi qu'il en soit, au regard de ces deux exemples qui pèsent aujourd'hui presque 1200 TWh, la solution méthanisation n'est pas à la hauteur de l'enjeu.

En revanche, la méthanisation peut jouer un rôle important dans la régulation du cycle de l'azote. En effet, le développement de l'élevage intensif s'est traduit par une forte augmentation, localement, de l'épandage des produits de déjection animale. Or, l'azote présent dans les lisiers et fumiers, essentiellement sous forme organique, est mal assimilé par les cultures. Il s'en suit qu'une importante quantité de nitrates est emportée par les eaux de pluie, tandis que des rejets massifs d'ammoniac ont lieu pendant les périodes d'épandage. C'est pourquoi les régions qui ont une économie de l'élevage très développée présentent une forte contamination des eaux souterraines et superficielles. Ainsi, 8,5 % des captages d'eau potable ne respectent pas les valeurs de références pour que l'eau soit distribuée sans précaution. La facture de la pollution aux nitrates et à l'ammoniac atteint plusieurs milliards d'euros par an : la pollution de l'eau seule représente un surcoût de 1 à 1,5 milliard d'euros par an, rien que sur la facture d'eau du consommateur. Deux procédures de contentieux sont en outre engagées devant la Cour de Justice Européenne pour non-respect de la directive « nitrates » de 1991.

Face à cette situation, la méthanisation a trois mérites :

- Elle fluidifie lisiers et fumiers, et leur épandage avec du matériel adapté limite les émissions d'ammoniac,
- Elle transforme une grande partie de l'azote organique en azote minéral. Si le digestat est épandu, il peut alors avoir une efficacité fertilisante se rapprochant de celle d'un engrais de synthèse (la fuite de nitrates est donc fortement diminuée),
- Elle permet de traiter le digestat (séparation de phase, compostage et concentration d'ammonium) et ainsi de transporter facilement en dehors des zones d'excédent structurel les produits azotés; l'azote pourra alors se substituer aux engrais de synthèse pour fertiliser des sols en déficit dans les bassins céréaliers.

A l'exception du bois énergie et de l'hydro-électricité de grands ouvrages, la viabilité des énergies renouvelables nécessite un soutien financier. Il est actuellement compris entre 30 €/MWh et 463 €/MWh selon la filière. En moyenne aujourd'hui la méthanisation est soutenue à hauteur de 70 €/MWh, mais ce chiffre est orienté à la hausse. Dans l'hypothèse où la filière parviendrait à atteindre l'objectif visé (c'est-à-dire une production de 30 TWh/an en 2030) l'Etat dépenserait alors chaque année entre 49 et 58 M€ en subventions jusqu'à cette échéance, tandis que le consommateur financerait les tarifs d'achat à hauteur de 1,67 Md€ par an en 2030. C'est pourquoi, il est apparu utile d'analyser la typologie des projets de méthanisation et la pertinence des tarifs qui s'y rapportent, non seulement au regard de la viabilité des projets, mais aussi au regard de l'efficacité environnemental des deniers publics ainsi engagés.

Plus les projets méthanisent une proportion élevée d'effluents d'élevage, plus ils font face à des coûts d'investissement (génie civil) et des coûts de fonctionnement (logistique, maintenance) élevés. Avec 2/3 d'effluents d'élevage, seule une gamme comprise entre 100kWe et 500kWe peut attendre l'équilibre financier. Les projets méthanisant 100% d'effluents d'élevage ne peuvent pas être rentables dans les conditions d'aide actuelles. Mais ils pourraient l'être si les aides étaient dimensionnées au regard des externalités positives générées (pouvant dépasser les 300€ / MWh électrique !).

Ainsi, pour que les dépenses publiques consacrées à la méthanisation soient judicieuses, il faut organiser un soutien au cas par cas des projets.

Nous recommandons une prime significativement accrue à la méthanisation d'effluents d'élevage, éventuellement proportionnelle aux quantités d'effluents traités et non à la quantité d'énergie produite, quitte à abaisser les tarifs d'achat de base de l'électricité et du biométhane. Dans le même temps, de plus larges subventions pourraient être accordées au cas par cas aux projets méthanisant de grandes proportions d'effluents d'élevage et traitant leurs digestats. Vu les taux de retour sur capital demandés par les investisseurs de la filière pour accepter de se lancer (30% dans les scénarios non dégradés), les pouvoirs publics auraient peut-être plus intérêt à subventionner massivement les projets ou à leur accorder des garanties bancaires qu'à racheter très cher l'énergie produite, même s'il existe dans ce cas un risque de faillite des projets une fois les subventions versées. Enfin les pouvoirs publics se devraient de faciliter les procédures d'homologation en cas de traitement des digestats, mais aussi d'encourager voire d'imposer la participation des agriculteurs et éleveurs aux projets de méthanisation centralisée se créant dans leur voisinage – avec bien évidemment des modalités à définir en concertation avec le monde agricole.

**RESUME** **3****ELEMENTS D'INTRODUCTION : LA METHANISATION, UNE POLITIQUE ENERGETIQUE OU UNE POLITIQUE AGRICOLE ?** **8**

- A. Une actualité intense et l'heure des choix 8
- B. La méthanisation, un procédé plus délicat qu'il n'y paraît 10
- C. Un écosystème complexe en lui-même, qui s'optimise au regard des externalités environnementales 12

**I. METHANISER POUR VALORISER LES DECHETS** **14**

- A. La gestion des déchets en France 14
- B. Le biogaz issu des décharges 15
- C. Les autres filières de traitement des déchets ménagers VS la méthanisation 16
- D. La méthanisation des boues de stations d'épuration 18
- E. Les effluents des industries agro-alimentaires 19
- F. Les effluents agricoles 19

**II. METHANISER POUR REDUIRE LA POLLUTION PAR LES NITRATES ET L'AMMONIAC** **23**

- A. Le cycle de l'azote est dérégulé 23
- B. La méthanisation des produits de culture présente un bilan négatif pour l'environnement 26
  - 1. La méthanisation des résidus de culture favorise la lixiviation des nitrates et les émissions d'ammoniac 26
  - 2. Les cultures énergétiques dédiées sont un non-sens écologique et économique 27
  - 3. L'intérêt des cultures intermédiaires reste à démontrer 28
- C. La méthanisation des effluents d'élevage présente un bilan positif pour l'environnement 29
  - 4. Comparaison avec les externalités de la méthanisation des résidus de culture 33
  - 5. Le cas particulier des Zones d'Excédents Structurels (ZES) 34
- D. La méthanisation, voie de soutien à la filière agricole 37

**III. METHANISER POUR DECARBONER L'ENERGIE** **39**

- A. Production d'électricité décarbonée, mieux vaut miser sur l'éolien 39
- B. Production de chaleur renouvelable, mieux vaut miser sur les Pompes à Chaleur 41
- C. Production de gaz naturel renouvelable : enjeux et alternatives 43
- D. Le Bio-GNV : la possibilité d'une mobilité décarbonée 47
  - 6. Le véhicule électrique, une partie seulement de la solution mobilité propre 47
  - 7. Autres alternatives : les biocarburants 49
  - 8. Biométhane et gaz naturel véhicule 54

**IV. LA METHANISATION, UNE FILIERE A FINANCER AU CAS PAR CAS** **58**

- A. Le soutien à la méthanisation coûte cher 58
  - 1. Etat des lieux du financement des énergies renouvelables en France 58
  - 2. Comment est financé le développement de la filière méthanisation ? 59
  - 3. Les tarifs d'achat 60
  - 4. Scénarios Grenn Gas Grid et macro-économie 62
- B. Dans certains cas, les externalités positives justifient le coût de la méthanisation agricole 65

**EN CONCLUSION** **73**

<b>LISTE DES FIGURES</b>	<b>77</b>
--------------------------	-----------

<b>LISTE DES TABLEAUX</b>	<b>79</b>
---------------------------	-----------

<b>BIBLIOGRAPHIE</b>	<b>81</b>
----------------------	-----------

<b>ANNEXES</b>	<b>86</b>
----------------	-----------

I - Chaleur décarbonée dans le résidentiel – feuille de calculs	86
-----------------------------------------------------------------	----

II - Hypothèses de modélisation économique des projets de méthanisation agricole	87
----------------------------------------------------------------------------------	----



## ELEMENTS D'INTRODUCTION : LA METHANISATION, UNE POLITIQUE ENERGETIQUE OU UNE POLITIQUE AGRICOLE ?

### A. Une actualité intense et l'heure des choix

A peine terminés, les débats sur la transition énergétique font place aux préparatifs de la conférence des parties (COP21) à Paris en décembre 2015. Petit à petit, ces grands événements publics précisent et affirment l'enjeu : il s'agit de diminuer notre consommation d'énergie fossile (pétrole, gaz naturel, charbon) en consommant moins d'énergie, mais aussi en faisant évoluer notre modèle vers les énergies renouvelables. Déjà, les concepts de croissance verte et d'économie circulaire s'installent dans les territoires, mais la France est encore loin du compte pour honorer ses engagements nationaux ou internationaux. Il faut dire que la mutation attendue est considérable.

Les principaux objectifs de la France se chiffrent ainsi :

- Réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % en 2030 et de 75 % en 2050 (référence 1990)
- Réduire la consommation d'énergie finale de 20 % d'ici à 2030 et 50 % d'ici à 2050 (référence 2012, soit passer de 1791 TWh à 1433 TWh en 2020 puis 896 TWh en 2050)
- Réduire la consommation des énergies primaires fossiles de 30 % en 2030 (référence 2012, soit passer de 1487 à 1040 TWh fossiles)
- Porter la part des énergies renouvelables au sein du mix des énergies finales brutes à 23 % 2020 puis 32 % en 2030 (soit 330 TWh en 2020 et 287 TWh en 2030)

En 2012, 13,7% de la consommation d'énergie finale en France était d'origine renouvelable<sup>1</sup>, légèrement en deçà des objectifs du Plan National d'Action (PNA) en faveur des énergies renouvelables. L'hydraulique est déjà bien exploitée dans notre pays. Le solaire photovoltaïque a été très fortement soutenu mais fait l'objet d'un moratoire depuis 2010. La géothermie directe se développe lentement sans réelle perspective de volume. La filière bois peut encore être développée mais représente déjà la moitié de notre production d'énergie renouvelable. Le biogaz, bien que faisant l'objet d'importantes aides, se développe doucement.

En France	% conso. énergie primaire	% production ENR
nucléaire	41 %	
gaz naturel	15 %	
pétrole	30 %	
charbon	5 %	
biomasse	4 %	41 %
hydroélectricité	2 %	25 %
biogaz	< 1%	2 %
géothermie	<1%	1 %
solaire PV	< 1%	2 %
éolien	<1%	6 %
solaire thermique	<1%	<1%
autre	3 %	

Tableau 1 - Consommation d'énergie primaire et production d'énergie renouvelable, France (Chiffres clef de l'énergie 2013)

L'ADEME et GrDF ont estimé, dans le cadre de l'étude Green Gas Grids, la ressource plausible de biogaz pour la France. Un premier scénario, dit « tendanciel », escompte une production brute de 30 TWh/an de biogaz en 2030, alors qu'un scénario « volontariste » mise sur 60 TWh/an (toujours en 2030). Ces perspectives restent très en deçà de la trajectoire de l'Allemagne, mais celle-ci a fait le choix des cultures énergétiques dédiées, nous y reviendrons. Elles nous rapprochent de l'Italie, actuellement le deuxième pays européen en termes de production de biogaz.

<sup>1</sup> Commissariat Général au Développement Durable, octobre 2014 – attention à distinguer les chiffres en énergie primaire qui comptabilisent l'énergie avant prise en compte du rendement des centrales nucléaires notamment, des chiffres en énergie finale

La méthanisation entretient un rapport étroit avec l'agriculture car si les déchets organiques des ménages ou de l'industrie peuvent être méthanisés, le principal gisement des matières fermentescibles est issu de la production agricole.

	2013 (TWh)	% ENR	2030 (TWh)
France	5	2%	30 - 60
Allemagne	78	22%	165
Italie	21	14%	34

Tableau 2 – Méthanisation, comparaisons et perspectives

Or, le monde agricole est en crise. L'été 2015 est d'ores et déjà marqué par les actions à travers tout le pays des agriculteurs notamment éleveurs n'ayant plus rien à perdre, au bord de la faillite. Les revenus moyens des agriculteurs (28 900 € en 2013<sup>2</sup>) sont sur une tendance décroissante, accentuée par un décrochage en 2013 (-18,8 % par rapport à 2012), et 2014. Les recettes diminuent du fait du changement de la demande des consommateurs, de la dégradation de la compétitivité de la production française et de sa balance commerciale (déficitaire pour la première fois en 2014 depuis des temps immémoriaux), de la dérégulation des prix (fin des quotas laitiers en avril 2015), de la diminution des aides<sup>3</sup> (qui représentent 15 % des recettes), de la baisse des prix. Inversement, les charges d'approvisionnement sont orientées à la hausse (semences, engrais, produits phytosanitaires, alimentation du bétail, carburants). Ce croisement tendanciel place les exploitations dans une situation financière fragile, particulièrement sensible aux aléas climatiques et aux fluctuations des cours qui par ailleurs s'avèrent de plus en plus volatils. C'est ainsi que la France est régulièrement confrontée à une crise, tantôt de la filière bovine, ou laitière, tantôt de la filière porcine, tantôt de la filière céréalière, selon les circonstances (la viticulture faisant exception). Et de fait, les dépôts de bilan augmentent tandis que le nombre d'exploitations, de toutes tailles, diminue.

La charge administrative, les contraintes environnementales sont également dénoncées par le monde agricole comme un handicap mais à contrario, force est de constater que les pouvoirs publics sont confrontés aux effets négatifs des pratiques agricoles, rejets d'ammoniac et de nitrates en tête. Sur les 35392 captages qui alimentent les réseaux de distribution d'eau potable, 8,5 % ne respectent pas le plafond autorisé de 40 µg/l de nitrates ou de 0,4 µg/l de pesticides<sup>4</sup>. Les eaux souterraines, mais aussi les cours d'eau et le littoral sont contaminés par les nitrates et subissent l'eutrophisation qui en résulte. C'est ainsi que la France fait face à deux contentieux devant la Cour de justice de l'Union Européenne pour ne pas respecter la directive de 1991 sur les nitrates et les pollutions d'origine agricole. Les dépenses additionnelles, rien que pour les ménages sont estimées entre 1 et 1,5 milliard d'euros<sup>5</sup>, l'essentiel étant imputé sur la facture d'eau. En allant plus loin sur le chiffre des externalités négatives agricoles auxquelles la méthanisation apporte des solutions, nous verrons qu'elles sont du même ordre de grandeur que le coût d'une politique de soutien au développement de la méthanisation en France. Nous verrons ainsi que la méthanisation peut, selon les configurations retenues, jouer un rôle majeur dans la gestion du cycle de l'azote et la diminution de la présence de nitrates dans les milieux naturels.

Ainsi, non seulement la méthanisation agricole produit une énergie décarbonée, non seulement elle peut apporter un complément de revenu à un secteur traversant de lourdes difficultés économiques, mais elle est aussi potentiellement porteuse d'effet positif pour l'environnement. C'est pourquoi nous nous attacherons à analyser la pertinence de la méthanisation au regard de ses externalités positives. Dans quelle mesure et à quelles conditions la filière biogaz pourra-t-elle répondre aux espoirs qu'elle suscite en France ? Dans le contexte actuel d'une appétence forte du monde politique envers le soutien aux énergies renouvelables, appétence doublée d'une volonté également forte de limiter l'augmentation du coût de l'énergie pour les Français entraîné par ce soutien, il nous paraît primordial de nous interroger : le financement consacré à la filière biogaz est-il justifié ? suffisant ? bien orienté ? Telles sont les questions auxquelles le présent mémoire cherchera à répondre.

<sup>2</sup> 8 Chiffres qui expliquent la colère des agriculteurs ; Le Monde, 7 novembre 2014

<sup>3</sup> La Politique Agricole Commune a diminué de 24,5 % entre 2002 et 2012 en euros constants et l'enveloppe 2014- 2020 est diminuée de 13,8 % par rapport à celle de 2006-2013 ; parallèlement les aides nationales ont diminué de 45,4 % entre 2002 et 2012 (Le Monde 7/11/14)

<sup>4</sup> Pollution aux nitrates : la France de nouveau condamnée par la justice européenne, Le Monde, 4 septembre 2014

<sup>5</sup> Coûts des principales pollutions agricoles de l'eau, CGDD, Etudes et documents n°52 septembre 2011

## B. La méthanisation, un procédé plus délicat qu'il n'y paraît

Le biogaz est issu d'une réaction naturelle et spontanée, assurée par des micro-organismes en milieu anaérobie. Elle extrait et transforme une partie du carbone présent dans la matière organique en biogaz. Celui-ci est un mélange gazeux composé essentiellement de méthane, puis de dioxyde de carbone, d'hydrogène sulfuré, de dihydrogène, d'eau, d'oxygène, d'ammoniac et d'azote, le tout dans des proportions qui varient beaucoup en fonction de la nature de la matière organique et des conditions réactionnelles. C'est ainsi que les décharges d'ordures ménagères, également appelées Installations de Stockage de Déchets Non Dangereux (ISDND) dégagent naturellement du biogaz, lequel est dorénavant capté et torché ou valorisé.

Le procédé de méthanisation consiste à optimiser cette réaction naturelle au sein d'un réacteur, appelé digesteur, conçu pour maîtriser les conditions d'homogénéité, de température et d'anaérobiose. Les premiers essais à échelle industrielle ont eu lieu en 1978 en France. La filière s'est peu développée jusqu'en 2010, elle se structure et se professionnalise désormais. En 2014, 330 méthaniseurs étaient en fonctionnement en France (7500 en Allemagne).

En 2011, 4,6 TWh de biogaz étaient produits en France (énergie primaire)<sup>6</sup>. 71 % par les décharges et 29 % par les méthaniseurs. En réalité 2/3 du biogaz produit par les décharges n'est pas valorisé. En énergie finale, le bilan est donc plus modeste (environ 2,1 TWh en 2011). La méthanisation est pratiquée sur les boues de stations d'épuration collectives et sur les dispositifs de traitement de l'eau sur des sites industriels mais l'essentiel provient de la méthanisation agricole.

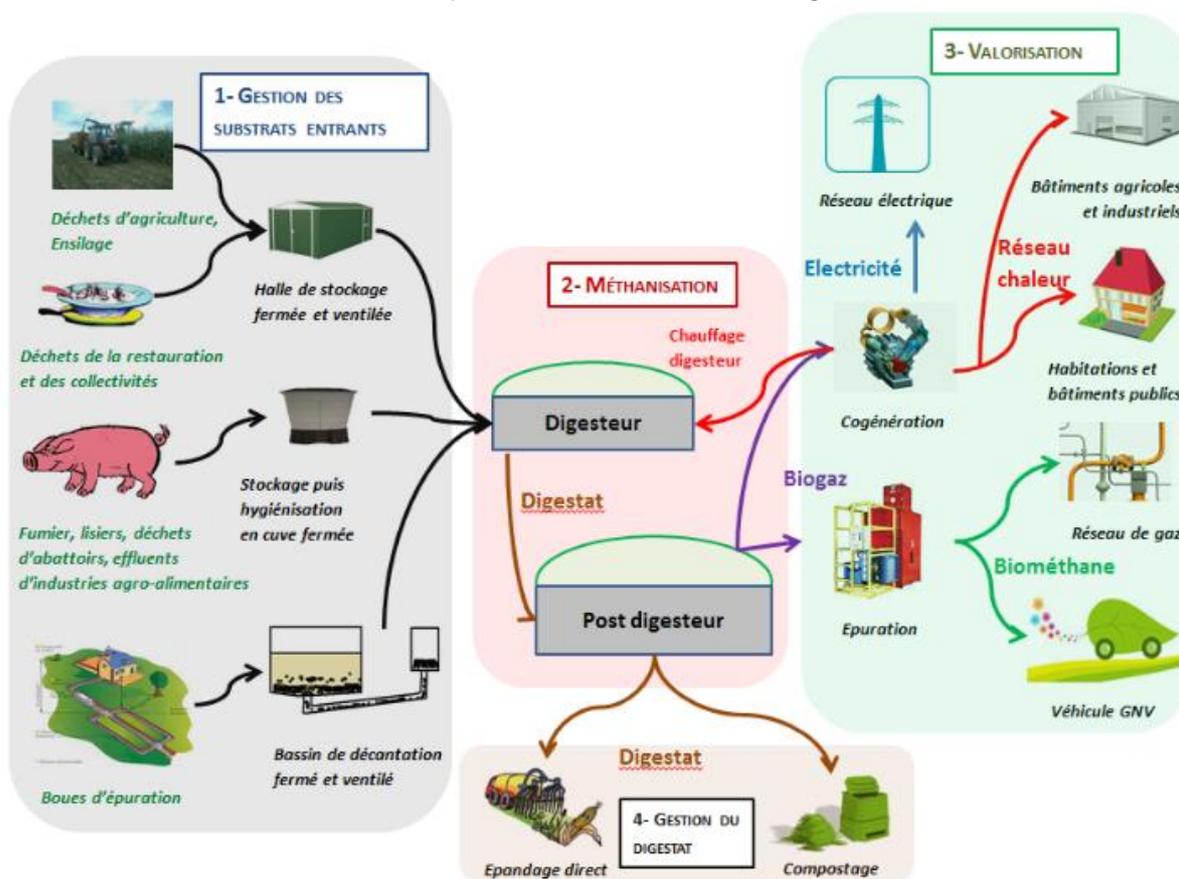


Figure 1 - Procédé de méthanisation

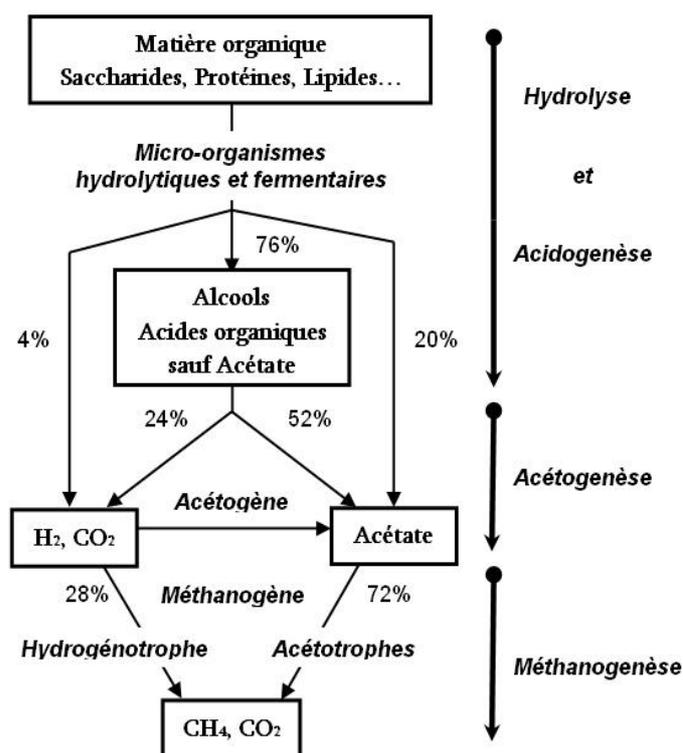
<sup>6</sup> Chiffres clés des énergies renouvelables, CGDD, juin 2013

Figure 2 - Principe de la méthanogénèse

La méthanisation repose sur l'interaction complexe de différentes populations microbiennes constituant un réseau trophique. La réaction comporte 4 phases :

- l'hydrolyse : consiste à scinder les molécules de glucides, lipides et protéines en éléments plus courts
- l'acidogénèse : transforme les molécules simples en alcools, acides organiques, hydrogène et dioxyde de carbone
- l'acétogénèse : transforme les acides organiques en acétate, dioxyde de carbone et hydrogène
- la méthanogénèse : conduit à la formation du méthane par la combinaison de l'hydrogène et du dioxyde de carbone, et la dégradation de l'acide acétique.

Dans un méthaniseur traitant essentiellement des matières agricoles, le biogaz contient entre 50 et 75 % de méthane. Le procédé produit aussi du digestat : une matière liquide, pâteuse, qui concentre les minéraux, notamment l'azote (N), le phosphore (P) et le potassium (K). Une tonne de fumier produit environ 60 m<sup>3</sup> de biogaz brut (c. 350 kWh) et 0,9 tonnes de digestat (ces chiffres constituent des ordres de grandeurs car ils varient beaucoup en fonction de la nature des intrants).



La méthanisation est un procédé faiblement exothermique, qui nécessite en réalité la plupart du temps un apport de chaleur pendant la phase de digestion pour fonctionner correctement. Elle peut se dérouler dans trois gammes de température correspondant à des flores bactériennes spécifiques : les flores psychrophiles (15°-25°C) sont peu utilisées notamment en raison d'une cinétique lente. Les flores mésophiles (24°-45°C) sont les plus répandues. Les flores thermophiles (55°-65°C) sont plus difficiles à stabiliser. Il existe plusieurs procédés. Le système à culture libre, « infiniment mélangé », en phase liquide, est le plus répandu. Le contenu du digesteur est maintenu homogène par brassage mécanique régulier avec recirculation de la biomasse. L'alimentation et le soutirage du digesteur sont assurés en semi continu, sans vidange, en fonction du temps de séjour des intrants et de la production de la réaction. La production de biogaz est continue.

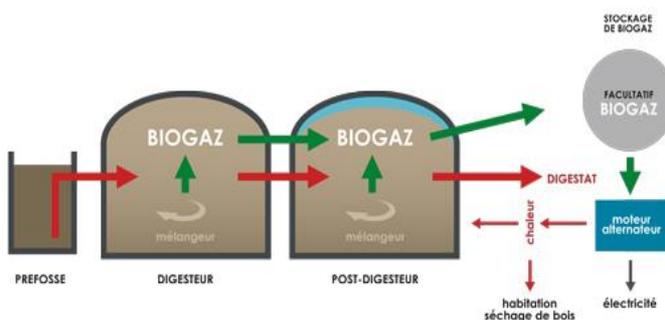


Figure 3 - Schéma de la méthanisation agricole

D'autres procédés sont possibles mais bénéficient de peu de retour d'expérience industrielle : système à lit de boues anaérobie à flux ascendant (dit UASB – Up-flow, Anaerobic Sludge Blanket), potentiellement intéressant pour les très grosses installations, système à lit fixe, système à lit fluidisé, système discontinu avec retournement d'andins (*Batch*), potentiellement intéressant pour les petites installations agricoles.

Nos travaux se sont focalisés sur la méthanisation agricole, actuellement sur le principe d'une  flore mésophile en système infiniment mélangé.

L'équilibre réactionnel est relativement instable. Il dépend beaucoup des conditions physiques et biochimiques de la réaction, en particulier :

- Le pH doit être maintenu entre 6,5 et 8,5  
Des intrants trop riches en lipides ou en glucides (déchets de l'industrie agroalimentaire) provoquent un arrêt de la réaction par acidification. En revanche les lisiers, très dilués, présentent un pouvoir tampon proche de 7,3. Les fumiers sont plutôt légèrement basiques.
- Le rapport carbone/azote (dit C/N) est également déterminant : il ne peut pas être inférieur à 13 et doit être aussi proche que possible de 20. Les fumiers récents sont favorables tandis qu'ils perdent de l'intérêt avec le temps. Les déchets verts sont défavorables. Les résidus de culture sont favorables.

Par ailleurs, les antibiotiques et les désinfectants, d'un usage banal dans les élevages, constituent des poisons pour le milieu réactionnel. Leur apport doit être minimisé.

La méthanisation est donc un véritable procédé qui nécessite des équipements performants, des compétences spécifiques et de la main d'œuvre disponible en permanence, y compris pour les installations de petites tailles.

Une fois obtenu, le bio-gaz peut être exploité brut pour produire de l'électricité et de la chaleur au moyen d'une unité de co-génération. C'est la pratique la plus répandue actuellement. Mais il peut aussi être épuré pour répondre aux spécifications du gaz naturel. On parle alors de bio-méthane. Le bio-méthane peut être injecté sur le réseau de distribution de gaz naturel et être exploité pour la production de chaleur, ou la mobilité.

## C. Un écosystème complexe en lui-même, qui s'optimise au regard des externalités environnementales

Pour parler de méthanisation, il faut entrer dans une logique systémique. En effet, contrairement au gaz naturel, aux dérivés du pétrole et au nucléaire, qui à eux seuls ont couvert pendant longtemps presque 90 % des besoins énergétiques français, le bio-méthane abondera un mix beaucoup plus varié où de nombreuses énergies renouvelables ne dépasseront pas quelques pourcents du total (par ordre décroissant : 9% pour les combustibles solides biosourcés - bois en particulier -, 5 % pour l'éolien en 2030<sup>7</sup>). Chacune de ces énergies se positionnera vis à vis des autres en fonction des avantages qui lui sont propres (densité énergétique, disponibilité, stockage, sécurité, effets environnementaux, acceptation sociale, coût d'investissement, coût de fonctionnement). Elles se positionneront aussi pendant de nombreuses années encore par rapport au prix du pétrole et peut-être par rapport au prix de la tonne carbone. Pour parler du bio-méthane, il faut donc considérer une interdépendance plus forte que par le passé entre les différentes politiques énergétiques et filières associées.

De même, il faut sortir d'une logique linéaire et relativement courte. Le gaz par exemple, du forage au consommateur domestique, fait appel à peu d'agents économiques qui pour la plupart sont des énergéticiens. Avec la méthanisation, on entre dans l'économie circulaire. Il faut regarder les intrants et analyser les caractéristiques de chaque filière : les différents déchets organiques, les résidus de cultures, les cultures dédiées, voire les cultures énergétiques, les effluents d'élevage... Il faut aussi regarder les extrants et rechercher le meilleur usage : les digestats, voire le compost, la chaleur, l'électricité, le gaz. Ainsi, la méthanisation dépend évidemment de la politique énergétique de la France mais aussi de ses choix en terme de politique agricole, de politique environnementale, d'aménagement et d'équilibre des territoires, de gestion des déchets. C'est au regard des bénéfices et des inconvénients, directs ou indirects, dans chacun de ces domaines que la méthanisation doit se révéler globalement positive pour justifier un soutien financier substantiel.

---

<sup>7</sup> Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2020-2030, ADEME, 2013

Parce qu'il faut du volontarisme pour bousculer un vieux modèle, parce que le concept d'économie circulaire est séduisant et prometteur, on prête facilement de grandes vertus à la méthanisation. Elle permettrait de se débarrasser des déchets qui nous encombrent. Elle réglerait concomitamment le problème de la pollution des sols et des eaux souterraines par les nitrates issus des élevages. Elle pourvoirait à nos besoins énergétiques de façon décarbonée. Bref, la méthanisation serait la martingale de l'énergie décarbonée. Certes ses avantages sont réels et multiples. Mais ils s'optimisent selon des logiques concurrentielles et la résultante, au final est nuancée. D'ailleurs les projets de méthanisation peinent à se développer malgré un fort soutien par les finances publiques. En réalité, c'est probablement une erreur de considérer la méthanisation comme une filière homogène telle qu'elle peut l'être en Allemagne grâce à des équipements standardisés et optimisés pour méthaniser principalement du maïs. La rentabilité des projets est déterminée en France par la nature des intrants (quels mix de déchets, d'effluents d'élevage...) par les opportunités des extrants (chaleur, électricité, gaz, épandage, compostage), par le mode de gouvernance, par la structure de financement, et surtout, par la taille de chacun des projets et par les externalités positives qui peuvent lui être associées. La France a fait le choix d'une méthanisation qui s'optimise au cas par cas, en rapport étroit avec les spécificités des territoires.

Pour comprendre quelles sont les configurations les plus porteuses, nous analyserons dans un premier temps dans quelle mesure la méthanisation est liée à la filière déchets, dans quels cas elle constitue une alternative intéressante aux modes d'élimination ou de valorisation classiques des déchets.

Nous considérerons ensuite les avantages que la filière agricole peut tirer de la méthanisation pour réduire la problématique de la pollution par l'azote. Nous verrons que les zones d'excédent structurel (ZES) en nitrates constituent un cas de figure dans lequel la méthanisation est particulièrement pertinente.

Dans une troisième partie nous passerons en revue les principales consommations d'énergie pour lesquelles le biogaz est susceptible d'offrir une solution décarbonée et nous l'opposerons aux principales alternatives existantes. Nous nous attarderons sur la problématique de la mobilité et l'alternative électricité/Bio-méthane.

Enfin, nous analyserons le financement des énergies renouvelables en France en général et de la méthanisation en particulier. Nous verrons qu'au terme d'une comparaison portant sur les différentes tailles d'installations, sur la ration des effluents agricoles et sur le mode de valorisation du gaz, les projets les plus positifs pour l'intérêt général sont aussi les projets les plus coûteux. En particulier, les bénéfices issus de la méthanisation des effluents d'élevage avec traitement des digestats, notamment en zone d'excédent structurel nitrates, justifient un soutien public accru.

## I. METHANISER POUR VALORISER LES DECHETS

Le bio-méthane se dégage naturellement des lieux de stockage des déchets organiques. Par ailleurs, le procédé de méthanisation a été, et est utilisé afin de diminuer les quantités d'effluents organiques à traiter. Dans les différents cas de figures suivants, la méthanisation peut participer à l'optimisation des procédés de traitement des déchets.

### A. La gestion des déchets en France

Le maire détient un pouvoir de police et doit assurer le bon ordre, la sûreté et la salubrité publique : ainsi, le service public de gestion des Déchets Ménagers et Assimilés (DMA) est du ressort des collectivités locales, qui financent ce service par un financement de droit commun (budget général) ou par un financement spécifique via une redevance d'enlèvement des ordures ménagères (REOM) ou via une taxe d'enlèvement des ordures ménagères (TEOM).

Par ailleurs, puisque les collectivités locales sont responsables de la gestion des DMA, elles sont soumises à la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP). Cette taxe, reposant sur le principe « pollueur-payeur », a été instaurée dans la loi de finances pour 1999 en rassemblant des taxes préexistantes dont des taxes sur la pollution atmosphérique et les déchets. Suite au Grenelle de l'environnement, la TGAP a été profondément réformée tant dans les catégories qu'elle encadre que dans ses taux de référence. Les installations de stockage de déchets ainsi que les incinérateurs sont soumis à cette taxe, qui est perçue par le service des douanes. La réforme de 2009 introduit une augmentation progressive des taux de référence jusqu'en 2015 pour ces installations, ainsi que des réfections si les installations font preuve d'initiatives pour la protection de l'environnement.

En juillet 2014, le Comité pour la Fiscalité Ecologique (CFE) a proposé une évolution de la TGAP de 2016 à 2025 qui supprime les réfections pour les installations ISO 14 001 et qui introduit une réfaction supplémentaire pour les déchets provenant de collectivités locales performantes (i.e. dont le taux de valorisation matière dépasse un certain seuil à définir). Cette dernière évolution a pour but de prolonger les incitations à diminuer le tonnage global de déchets, et à faire payer de plus en plus cher les entreprises et collectivités locales utilisant les installations de stockage ou d'incinération des déchets. L'évolution globale de la TGAP pour le stockage et pour l'incinération (qui n'est soumise à la TGAP que depuis 2009) depuis 2000 sont présentées sur la Figure 4.

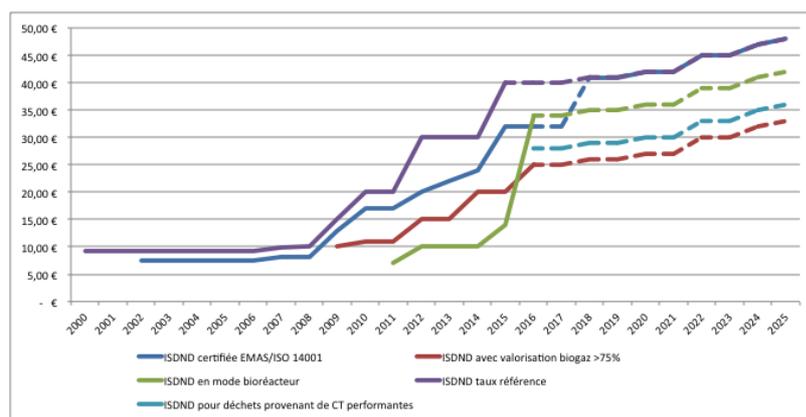


Figure 4 - Evolution de la TGAP pour la mise en décharge (sources MEDDTL et CFE)

Dans le contexte de la diminution globale de la quantité de déchets produits, diverses initiatives réglementaires poussent les consommateurs et producteurs de déchets d'une part à réduire la quantité de déchets produits, notamment via l'augmentation

de la TGAP, mais aussi à les trier les déchets, et plus particulièrement les déchets organiques : la loi du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, dite loi Grenelle 2, codifiée à l'article L. 541-21-1 du code de l'environnement, prévoit que les personnes qui produisent ou détiennent une quantité importante de biodéchets sont tenues d'en assurer le tri à la source en vue de leur valorisation organique. Ces obligations sont planifiées par le plan déchets ; l'un des dix axes du plan déchets 2015-2022 est consacré aux biodéchets<sup>8</sup> qu'il s'agit de valoriser. Le tri à la source devrait

<sup>8</sup> définis comme suit par l'article R. 541-8 du Code de l'Environnement : Tout déchet non dangereux biodégradable de jardin ou de parc, tout déchet non dangereux alimentaire ou de cuisine issu notamment des ménages, des restaurants, des traiteurs ou

être généralisé d'ici à 2025, via le recours au compostage de proximité ou via la collecte séparée. Enfin, la mise en décharge des biodéchets sera interdite en 2025, comme en Allemagne.

La mobilisation du gisement des déchets fermentescibles varie selon leur nature. Les ordures ménagères résiduelles (environ 20 millions de tonnes) comportent 25 à 30 % de déchets fermentescibles. Il s'agit des déchets issus de la cuisine, des papiers et cartons souillés, des textiles sanitaires. Les déchets verts qui ne suivent pas une filière spécifique sont également comptabilisés parmi ce qu'il est convenu d'appeler la Fraction Fermentescible des Ordures Ménagères (FFOM). Il est difficile d'isoler la FFOM des ordures ménagères résiduelles. Quelques collectivités ou syndicats ont choisi de mettre le résident à contribution. Mais ce choix n'est pas envisageable en zone d'habitat collectif. De plus, il nécessite une collecte supplémentaire alors que le coût moyen de la collecte des déchets pèse déjà pour presque la moitié du coût de traitement-élimination. Enfin son efficacité repose sur une adhésion forte de la population ce qui s'acquiert au prix de longues années de pédagogie. A défaut d'un tri en amont, la FFOM est enfouie en mélange avec l'ensemble des ordures ménagères résiduelles. Elle peut également être incinérée en mélange, ou faire l'objet d'un Tri Mécano-Biologique (TMB).

D'autre part, les déchets isolés intrinsèquement par leur filière de production (stations d'épuration, industries agro-alimentaires, effluents d'élevages...) sont quant à eux plus faciles à valoriser. L'ensemble des déchets fermentescibles est potentiellement valorisable énergétiquement par la méthanisation. Mais la méthanisation est-elle la solution la plus appropriée pour le traitement des différents déchets fermentescibles ?

## B. Le biogaz issu des décharges

Un quart des ordures ménagères résiduelles sont enfouies (soit entre 1,2 et 1,5 Mt de matière fermentescible), et le captage du biogaz qu'elles dégagent est obligatoire. Mais au total, c'est seulement un tiers du biogaz produit qui est valorisé (sous formes de chaleur, d'électricité ou de matière). Cette fraction est faible, d'une part parce que la concentration du méthane est relativement faible et irrégulière dans le temps, mais aussi parce que la distance de l'ISDND à un débouché énergétique (réseau de chaleur ou de distribution de gaz naturel) est souvent trop importante pour rentabiliser un équipement de valorisation (purification ou cogénération).

Les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) représentent à l'heure actuelle la plus grande source de production de biogaz en France : 3,3 TWh, soit 71 % de la production primaire en 2011<sup>9</sup>. Mais des 2/3 des ISDND ne sont pas équipées d'unité de valorisation du biogaz qui est alors simplement brûlé en torchère. Le biogaz des ISDND valorisé pesait en 2011 : 86 % de l'électricité (75 % en 2012) et 30 % de la chaleur produites par l'ensemble des sources de biogaz en France. En effet, elles sont obligées de capter le biogaz produit par la dégradation des déchets organiques qu'elles stockent depuis l'arrêté du 9 septembre 1997, via un dispositif définitif de captage et collecte installé au plus tard un an après le comblement du casier contenant les déchets. Ce dispositif est constitué en général d'un réseau de drains et d'une couverture de casier. Ces dispositifs, coûteux, bien que ne captant qu'au mieux 90% du méthane produit<sup>10</sup>, permettent aux ISDND de bénéficier d'une modulation de la TGAP depuis 2010 (loi 2020-1658 du 29 décembre 2010 de finances rectificative pour 2010).

Le biogaz torché (ou valorisé) permet une diminution des émissions à effet de serre car le méthane a un potentiel de réchauffement global (indicateur permettant de comparer la contribution à l'effet de serre d'un kilogramme du gaz considéré par rapport à un kilogramme de CO<sub>2</sub>) 28 fois supérieur à celui du CO<sub>2</sub><sup>11</sup>, en brûlant le méthane et en l'oxydant en CO<sub>2</sub>, on réduit donc de 28 fois les conséquences sur l'effet de serre. Rappelons que le CO<sub>2</sub> émis en torchère par brûlage du méthane issu de la décomposition des déchets organiques stockés en décharge n'est pas comptabilisé dans le

---

*des magasins de vente au détail, ainsi que tout déchet comparable provenant des établissements de production ou de transformation de denrées alimentaires*

<sup>9</sup> Chiffres clés des énergies renouvelables, CGDD, juin 2013

<sup>10</sup> Ademe et Fnade, « Etat des connaissances techniques et recommandations de mise en œuvre pour une gestion des installations de stockage de déchets non dangereux en mode bioréacteur » décembre 2007

<sup>11</sup> Rapport du GIEC 2013

cadre de l'inventaire annuel des émissions de GES qu'effectue le CITEPA, puisqu'il est d'origine biologique. L'incitation purement environnementale de ne pas émettre ce CO<sub>2</sub> à l'atmosphère n'est donc pas suffisante pour convaincre les ISDND d'installer un procédé de valorisation du méthane capté, seule la perspective d'une rentabilisation économique, via la revente de biométhane, d'électricité et/ou de chaleur pourra être utilisée comme argument contre le brûlage en torchère.

Suite à la directive cadre déchets 98/2008, ainsi qu'en raison des deux objectifs suivants du Grenelle de diminuer de 15% les quantités de déchets mis en décharge ou en incinération et de recycler 75% des déchets non dangereux d'activités économiques hors bâtiment et travaux publics, agriculture et industries agro-alimentaires, les apports annuels aux ISDND devront forcément diminuer dans les prochaines années.

L'augmentation du nombre d'ISDND valorisant le biogaz ne pourra que compenser, pour partie, la diminution de la quantité de déchets fermentescibles qui seront mis en stockage : le gisement ISDND va donc petit à petit diminuer au fur et à mesure que les déchets enfouis perdront leur pouvoir méthanogène, et la production de biogaz de chacune des ISDND existantes tendra à s'éteindre. Cette voie de production du biogaz continuera à jouer un rôle significatif au moins jusqu'à l'horizon 2030 mais son potentiel de croissance est faible et négatif à long terme.

En résumé, le tableau 3 présente les avantages et inconvénients de la filière de mise en décharge pour le « traitement » des déchets fermentescibles. Par le passé, nous aurions pu ajouter aux inconvénients de cette filière le risque de lixiviation par les eaux de pluie des nitrates et polluants divers présents dans les déchets, mais aujourd'hui les objectifs d'étanchéité du stockage sont atteints.

	Economie	Environnement	Social	Technique
+	Production d'énergie élec/chaleur/biométhane La moins chère des solutions techniques : moyenne : 80€HT/t <sup>12</sup>			Maîtrisée
-	Coûts de surveillance / maintenance (30 ans)	GES : fuites diffuses de méthane	Interdiction de stockage FFOM en ISDND en 2025 Odeurs	Souvent éloignée des réseaux de gaz naturel/chaleur

Tableau 3 - Récapitulatif des avantages et inconvénients de la production de biogaz par les ISDND

## C. Les autres filières de traitement des déchets ménagers VS la méthanisation

Un tiers des ordures ménagères résiduelles sont incinérées (soit entre 1,6 et 1,9 Mt de matières fermentescibles). Elles rejoignent dans l'incinérateur des déchets non dangereux, assimilés à des déchets ménagers (tissus, bois, cartons, papiers). La valorisation énergétique brute de ce mix entrant s'établit à environ 1700 kWh/t<sup>13</sup> de déchets (en chaleur seule). Bien que l'évolution des normes se soit concrétisée par une forte réduction des rejets dans l'air et dans l'eau, des macro-polluants comme des micro-polluants, l'incinération demeure un procédé perçu comme une menace pour la santé publique. Son acceptation sociétale est difficile. Il est vraisemblable que les nouvelles installations se feront rares. Le récapitulatif des avantages et inconvénients de cette filière sont récapitulés en tableau 4 :

<sup>12</sup> Stockage des déchets non dangereux gérés par les collectivités, les prix en 2012, ADEME, octobre 2013

<sup>13</sup> L'incinération des déchets ménagers et assimilés, ADEME, décembre 2012

	Economie	Environnement	Social	Technique
+		Réduction de la masse et du volume des déchets entrants		maîtrisée
-	+ cher que stockage Moyenne : 88€HT/t <sup>14</sup> (forte dispersion 60€HT/t – 120€HT/t)	1t déchets bruts = 230-250kg mâchefers + 25-40kg REFIOM + 20-23 kg métaux + 600kg fumées traitées <sup>15</sup>	Acceptabilité difficile Risque santé	

Tableau 4 - Récapitulatif des avantages et inconvénients de l'incinération de la part fermentescible des ordures ménagères

Les ordures ménagères résiduelles peuvent également subir un Tri Mécano-Biologique (TMB), qui est mis œuvre pour différentes raisons : extraire la fraction fermentescible des ordures ménagères pour faciliter leur élimination (objectif le plus répandu), produire de l'énergie sous forme de biogaz et/ou fabriquer du compost (ce dernier objectif est plus rare). Concrètement, les ordures ménagères résiduelles sont passées à travers un crible rotatif qui sépare les éléments biodégradables des éléments secs. Les éléments secs sont orientés vers l'enfouissement ou vers l'incinération. Les éléments biodégradables sont orientés vers un composteur ou vers un méthaniseur, puis un composteur. 5% du biogaz valorisé est aujourd'hui issu de cette filière. Le compost qui répond aux exigences de la norme NFU 44-051 prend le statut de produit fertilisant.

Cette valorisation est une singularité française : de nombreux pays européens interdisent le retour au sol du compost issu du tri des ordures ménagères. Cette question fait l'objet d'une réflexion au niveau européen dans le cadre de la démarche de sortie du statut de déchets. Les ONG dénoncent quant à elles le laxisme de la norme française au regard des enjeux de santé publique qui s'attachent à la contamination des sols par des substances toxiques. De fait, il est très difficile de stabiliser et maîtriser la qualité du compost qui comporte des résidus de matières plastiques, de verres et de métaux. L'étude réalisée par l'INERIS en 2012<sup>16</sup> et le retour d'expérience capitalisé par l'ADEME, conduisent cette dernière à appeler aujourd'hui les collectivités à la prudence quant au recours au procédé TMB qui en outre ne fera plus l'objet de soutien financier autre que le tarif d'achat d'électricité ou de biométhane issus de la méthanisation de la FFOM triée.

Le bilan énergétique du TMB-méthanisation est complexe. Le principal bénéfice repose sur l'incinération des refus de tri (quand ils ne sont pas enfouis).

Le scénario Green Gas Grid estime que le gisement mobilisable pour la méthanisation des matières fermentescibles est compris entre 1,6 et 3,3 TWh (entre 3,6 et 7,5 millions de tonnes de matières brutes). Le coût du traitement des déchets dans la filière TMB varie en fonction du tonnage, des techniques et des objectifs poursuivis. Il s'établit entre 80 et 130 €/t pour la filière compost, entre 110 et 160 €/t (HT) pour la filière méthanisation<sup>17</sup>. Les avantages et inconvénients de la filière sont récapitulés tableau 5 :

	Economie	Environnement	Social	Technique
+		Amélioration des taux de recyclage		
-	110 à 160 €HT/t Fortement dépendant des débouchés (compost non-conforme par ex.)			Technologie complexe

Tableau 5 - Récapitulatif des avantages et inconvénients de la récupération de la part fermentescible des ordures ménagères par Tri mécano-biologique

<sup>14</sup> Enquête sur les prix de l'incinération des déchets municipaux, Ademe, novembre 2011

<sup>15</sup> Enquête sur les installations de traitement des déchets ménagers et assimilés en 2000, ADEME 2000

<sup>16</sup> Etude comparative de la qualité de composts et de digestats issus de la fraction fermentescible d'ordures ménagères, collectées séparément ou en mélange, INERIS, avril 2012

<sup>17</sup> Traitement Mécano-biologique (TMB), Fiche technique ADEME, mars 2014

## D. La méthanisation des boues de stations d'épuration

AU XIX<sup>ème</sup> siècle, une meilleure connaissance des processus biologiques de la méthanisation ainsi que les problèmes d'odeurs pestilentielles générées par la décantation des eaux usées (première étape du traitement des eaux urbaines) incitent les collectivités à mettre en place des digesteurs : la ville d'Exeter, au Royaume-Uni, en est le premier exemple connu, qui utilisera de plus le biogaz récupéré pour l'éclairage public (1895). La digestion anaérobie des boues se pratique après l'étape de décantation, permettant de faciliter la dépollution des eaux usées pour les raisons suivantes :

- Réduction de la quantité de boues à traiter (réduction de 40% en moyenne<sup>18</sup>)
- Elimination des nuisances olfactive et des teneurs en composés organiques volatils
- Production d'un digestat stabilisé avec un pouvoir fertilisant et quasiment débarrassé de germes pathogènes (diminution des germes fécaux et virus d'un facteur 100 à 10 000<sup>19</sup>)
- Utilisation du biogaz pour de la cogénération permettant de réduire la dépendance énergétique de la STEP (utilisation de la chaleur notamment pour chauffer le digesteur)
- Production de biogaz.

Lorsque les STEP fonctionnent avec une ou plusieurs opérations d'aération des bassins, les réactions aérobies qui s'y produisent réduisent la charge organique des boues qui résulteront de cette étape de traitement, rendant ces boues biologiques « à faible charge » peu aptes à la méthanisation. Lorsqu'elles sont mélangées à des boues primaires (issues de la décantation), les boues biologiques regagnent un intérêt pour la méthanisation ; dans les années 1990, la méthanisation des boues de STEP a ainsi subi un fort déclin, en raison d'une part de la fermeture de nombreuses stations de petite et moyenne capacité, mais aussi en raison du développement des bassins d'aération produisant des boues biologiques peu aptes à la méthanisation. Depuis, le regain d'intérêt pour les problématiques énergétiques a poussé les exploitants à reconsidérer l'utilisation de la digestion anaérobie dans le traitement des eaux usées.

On compte aujourd'hui entre 120 et 130 Stations d'EPuration (STEP) valorisant le biogaz en France<sup>20</sup> sur un total de 19 000 installations environ. Pour des raisons économiques, les seules STEP utilisant la méthanisation sont celles de forte capacité, le seuil minimal de faisabilité étant évalué par l'ADEME autour de 15 000 équivalents habitants ; ce seuil est un ordre de grandeur, il dépend de la nature des boues à traiter, ainsi que des débouchés. Lorsque la station est trop petite pour installer une digestion anaérobie rentable, ses boues, souvent liquides, peuvent être utilisées avec d'autres déchets fermentescibles par des digesteurs déjà en place notamment dans le monde agricole pour faire de la co-digestion : graisses, lactosérum, jus de process d'industrie agro-alimentaires par exemple. Le biogaz produit peut être valorisé en cogénération ou injection réseau. Lorsqu'elle est valorisée, la chaleur est utilisée en auto-consommation, ce qui la rend non éligible à la prime liée à la valorisation de la chaleur dans le tarif de rachat. Cette prime pourra en revanche être attribuée si l'activité consommatrice de chaleur était présente avant mais utilisait une énergie fossile (séchage des lixiviats par exemple). Plus de la moitié des stations ayant une unité de méthanisation seulement valorisent le biogaz produit<sup>21</sup>, l'autre moitié l'évacue par brûlage en torchère. Les boues de station d'épuration peuvent par ailleurs être utilisées comme co-substrat d'une unité de méthanisation déjà existante. Ainsi dans le futur la production de biogaz de l'assainissement augmentera vraisemblablement un petit peu via l'augmentation de la valorisation sur des installations déjà existantes, mais probablement pas par l'augmentation du tonnage des intrants –qui n'a pas vocation à augmenter, ni par augmentation du nombre d'installations.

Des études relativement anciennes<sup>22</sup> ont chiffré le coût de traitement par méthanisation des boues de stations d'épuration à 56€ à 400€ par tonne de matière sèche, amortissement des installations compris. Les CAPEX constituent le poste principal (2000 à 3000 €/t MS pour les stations d'une capacité inférieure à 10 000 équivalent-habitants et 500 à 1000 €/t MS pour les stations supérieures à 100 000 équivalent-habitants<sup>23</sup>). Les OPEX s'analysent surtout au cas par cas en fonction des solutions locales pour l'élimination des boues et des économies que la méthanisation peut y apporter.

<sup>18</sup> Rapport Solagro, *La digestion anaérobie des boues urbaines : état des lieux, état de l'art*, 2001

<sup>19</sup> Méthanisation des boues d'épuration – règles de l'art, Agence de l'Eau Rhône-Alpes et Corse, 2012

<sup>20</sup> Etude de marché de la méthanisation et des valorisations du biogaz, EY pour ADEME et GrDF, Septembre 2010

<sup>21</sup> étude gisement ADEME

<sup>22</sup> Réalisation d'un référentiel technique et économique d'unités de traitement des déchets organiques par méthanisation avec et sans valorisation du biogaz, 2003 et *La digestion anaérobie des boues urbaines, état des lieux, état de l'art*, Solagro, 2001

<sup>23</sup> Méthanisation, Fiche technique ADEME, février 2014

## E. Les effluents des industries agro-alimentaires

L'industrie agroalimentaire se distingue des autres secteurs économiques par sa place dans l'économie française (deuxième secteur de l'industrie manufacturière après la métallurgie), mais surtout parce qu'elle produit des déchets relativement homogènes et par nature fermentescibles voire très méthanogènes. Le Scénario Green Gas Grid estime que le gisement mobilisable des matières fermentescibles issues de l'industrie agroalimentaire ainsi que des marchés, de la distribution, de la restauration et du petit commerce atteint 1,5 TWh/an.

L'équivalent de 2,7<sup>24</sup> millions de tonnes de matières sèches sont produits chaque année sous forme de boues ou d'effluents. Un tiers des effluents sont traités sur site. Les deux tiers restant sont pris en charge par les STEP des collectivités (environ pour moitié) ou par des prestataires qui organisent un retour au champs. Le potentiel méthanogène est moyen (par exemple 75 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/tMB (0,75 MWh/t) pour les déchets de brasserie) et la densité est faible (MO/MB = 20 % pour les effluents de brasserie). Ce qui explique qu'actuellement, 2% seulement de cette masse organique est méthanisée. Cependant, la méthanisation en tête de station, visant à diminuer la charge et augmenter le rendement de la station peut présenter un intérêt qui tend à être exploité.

Les déchets solides (épluchures, noyaux, peaux, graisses, carcasses ...) suivent une tout autre logique. Ils présentent souvent un potentiel méthanogène élevé, mais ils ont aussi une valeur matière qui les inscrit déjà dans une économie circulaire. 45 % sont valorisés (matière, alimentation animale). Leur élimination a un coût nul ou négatif. Ils trouveront rarement intérêt à être réorientés vers la méthanisation. De même, les 13 % qui sont incinérés pour des raisons sanitaires ont vocation à rester dans cette filière. En revanche, 27 % de ces déchets sont épandus (fanés de choux, fanés de betteraves). Ils pourraient quant à eux potentiellement soutenir une filière de méthanisation, mais cela implique des changements de pratiques agricoles qui méritent d'être préalablement étudiées et qui se heurteront vraisemblablement à des réticences de principe.

## F. Les effluents agricoles

La logique de la filière méthanisation agricole est fortement différente des filières décrites précédemment, puisque contrairement à ces dernières, sa logique première n'est pas de traiter des déchets. Ce qui ne veut pourtant pas dire que des déchets ne sont pas traités en méthanisation agricole. On peut ainsi classer les intrants en méthanisation agricole dans trois catégories selon leur caractérisation en tant que déchets :

- Intrants issus des filières de traitement des déchets décrites précédemment, qui sont à tout point de vue des déchets,
- intrants agricoles n'étant pas des déchets et dont l'usage en méthanisation risque d'entraîner des rejets supplémentaires de déchets (au premier rang desquels les cultures énergétiques)
- intrants agricoles pouvant être considérés comme des déchets pour lesquels la méthanisation propose une solution de traitement (effluents d'élevage essentiellement)

Rappelons tout d'abord un grand principe de la méthanisation agricole : tout ce qui rentre dans un digesteur n'est pas forcément un déchet, mais ce qui en sort et qui n'est pas du biogaz, i.e. le digestat, ne peut pas être abandonné dans la nature sans respect d'une réglementation spécifique. Or ce digestat représente en général autour de 90% en masse des intrants, ce qui représente de grandes quantités, bien que cela réduise toujours de 10% la quantité initiale d'intrants, ce qui est intéressant si les intrants sont constitués intégralement de déchets. Sans être *stricto sensu* un déchet, le digestat doit être traité dans le cadre d'un *plan d'épandage* et épandu sur une surface agricole déterminée à l'avance, dans le respect d'un certain nombre de règles, d'une manière similaire aux lisiers et fumiers produits par les élevages. L'épandage des déjections d'élevage est soumis aux rubriques 2101, 2102, 2111 et 3660 des ICPE. L'épandage des digestats est soumis quant à lui aux critères de la rubrique 2781 des ICPE.

<sup>24</sup> Déchets des industries agroalimentaires – Une bonne gestion des déchets organiques, Agreste n°245 juillet 2010

Concrètement, les règles sont très proches quand le digestat n'est issu que **d'intrants agricoles** : Certes les effluents d'élevage comme les digestats peuvent faire bénéficier les champs où ils sont épandus de leur valeur fertilisante en azote, phosphate et potassium (NPK) et de leur valeur amendante dans le cas des fumiers ou des digestats solides (c'est-à-dire qu'ils permettent de reconstituer et de structurer le stock de carbone du sol tout en contribuant à l'aération de ce dernier). Mais ils peuvent également représenter une menace pour l'environnement. Le but du plan d'épandage, devant être déclaré auprès des services de l'Etat (DREAL, DDT(M), DDPP), est de s'assurer que les polluants divers qui pourraient se trouver dans les effluents ou les digestats ne soient pas trop concentrés dans les champs (métaux lourds, etc.), que les effluents ne soient pas épandus trop près des lieux d'habitation ou des points d'eau, et que les concentrations en azote, phosphore et potassium soient compatibles avec les caractéristiques de la région, notamment en *zones d'excédents structurels* où les épandages sont limités, par exemple en Bretagne.

En revanche, du fait de la présence éventuelle de polluants venus d'autres industries, l'épandage de digestats issus de la **co-digestion de déchets de STEP, de collectivités ou d'industries agro-alimentaires** (IAA) est beaucoup plus délicat. En incorporant des bio-déchets issus des collectivités ou des industries (sauf déchets végétaux d'IAA), en utilisant des sous-produits animaux (autres qu'effluents, matières stercoraires et lactosérum) ou en utilisant des boues de STEP, les installations de méthanisation agricole basculent automatiquement dans la rubrique 2781 – 2 et sont soumises à autorisation. Des prétraitements des intrants peuvent alors être imposés – voir le tableau 6 et les plans d'épandages deviennent beaucoup plus contraignants, avec de nombreuses analyses à mener sur les sols et sur les digestats avant autorisation de l'épandage. Il y a cependant des avantages à co-méthaniser des déchets issus d'autres filières en méthanisation agricole, car soit leur fort pouvoir méthanogène représente en soi une valeur pour l'exploitant (ex : graisses issues d'IAA, pouvant représenter un pouvoir méthanogène de 5MWh/t contre 0,15MWh/t pour un lisier), soit ces déchets permettent l'obtention d'une redevance à la tonne (déchets des collectivités, boues de STEP), qui dépendra en général du coût de traitement alternatif des déchets concernés. Il est à noter qu'il est très difficile de contractualiser les gisements de déchets non-agricoles sur plusieurs années ce qui pose un réel problème pour le montage de projets de méthanisation, les banques n'acceptant pas de prendre le risque de rupture d'approvisionnement : un projet de méthanisation agricole ne peut donc pas reposer sur un gisement trop important de déchets extérieurs. Enfin la concurrence d'autres installations de méthanisation ou d'incinération, notamment à l'étranger (Belgique, Pays-Bas, Allemagne) peut infléchir à la baisse les redevances offertes par les propriétaires des déchets.

Type de digestat	Digestat « agricole » rubrique 2781 - 1			Digestat « mixte » rubrique 2781 - 2		
Régime	Déclaration	Enregistrement	Autorisation	Autorisation		
Caractéristique des intrants	<30t/j	30t/j < < 50t/j	> 50t/j	Utilisation de biodéchets	Utilisation de sous-produits animaux	Utilisation de boues de STEP
Matières entrantes	Matière végétale brute, effluents d'élevage, matière stercoraire, lactosérum, déchets végétaux d'IAA			Base variable de matière agricole et de coproduits issus des collectivités ou des industries	Idem + sous-produits animaux	Idem + boues de STEP
Implications techniques ou réglementaires	Analyse de valeur agronomique des digestats	Idem + analyse annuelle de N dans le digestat	Idem + aptitude des sols à l'épandage + analyses définies par arrêté	Idem + aptitude des sols à l'épandage + analyses définies par arrêté	Idem + aptitude des sols à l'épandage + analyses définies par arrêté + hygiénisation ou pasteurisation pré-digestion	Idem + aptitude des sols à l'épandage + analyses définies par arrêté + mélange de boues interdit

Tableau 6 - Source : Réussir un projet de méthanisation territoriale multipartenariale, Edition 2011, COOP de France et CUMA France en partenariat avec AILE

Tous les intrants agricoles ne sont pas des déchets (résidus de culture, cultures intermédiaires à vocation énergétique, etc.) Cependant, il est une catégorie d'intrants agricoles pour laquelle la méthanisation offre une solution intéressante de traitement des déchets : les effluents d'élevage : ces substrats sont constitués de déjections animales, fumiers et lisiers, la différence entre les deux étant que le premier est mélangé à de la litière animale (typiquement de la paille), le deuxième non. Lorsque les animaux sont élevés en plein air, la gestion des déjections ne pose par définition pas de problème, mais cela suppose suffisamment de terres disponibles car les bêtes doivent changer régulièrement de parcelle. Malgré cette contrainte, il faut souligner que la tendance est à l'augmentation de la pratique de l'élevage en plein air en France face aux critiques montantes contre l'élevage hors sol.

Lorsque l'élevage se fait en bâtiment à l'inverse, l'éleveur doit récupérer les déjections de ses bêtes, sous forme de fumiers quand les animaux sont élevés en litière, et de lisier quand ils sont élevés en bâtiment sur sol ajouré (caillebotis). Or si ces fumiers et lisiers n'ont pas statut de déchet, il n'est pas pour autant permis de s'en débarrasser en dehors d'un plan d'épandage, ce qui suppose une certaine *qualité* des effluents que la méthanisation peut contribuer à améliorer. Autre point très important : la teneur élevée des effluents en azote et phosphore peut être particulièrement contraignante dans les *zones d'excédents structurels* tels que définis par la directive 91/676/CEE dite « Directive Nitrates ». Ainsi par exemple dans une grande partie des cantons bretons l'épandage est restreint : les quantités très importantes d'azote contenues dans les déjections posent un véritable problème dans des environnements déjà saturés (Voir figure 5) où l'eutrophisation entraîne chaque année des marées d'algues vertes. La méthanisation a l'ambition de résoudre une partie de ce problème.

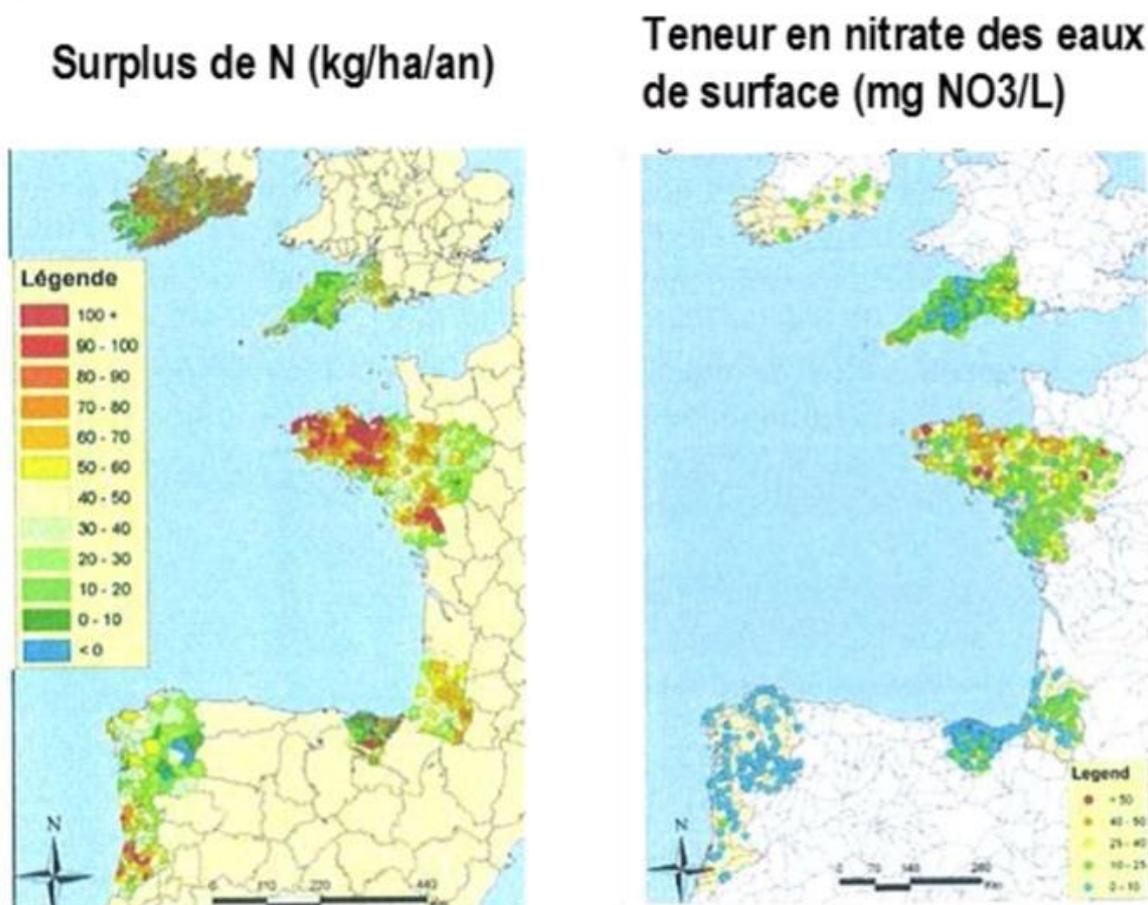


Figure 5 - Relation entre les excédents d'azote et la teneur en nitrate des eaux superficielles (Les flux d'azote liés aux élevages, INRA, 2012)

La méthanisation agricole peut sous certaines conditions amoindrir la contrainte de l'épandage, mais en général sans la supprimer. La méthanisation produit un digestat qui conserve en moyenne 90% de la masse des intrants. Ce digestat devra lui-même être épandu de manière générale, selon les critères de la rubrique 2781 des ICPE comme vu plus haut. Au final si l'on ne méthanise que des déjections animales, le volume de déchet sera mécaniquement réduit par la méthanisation d'environ 10%, mais en revanche l'incorporation d'autres intrants dans le digesteur fera grimper les quantités à épandre. Si les intrants de l'installation appartiennent uniquement au monde agricole, les critères d'épandages restent similaires à ceux d'effluents d'élevage. En revanche comme nous l'avons vu en présence d'intrants extérieurs au monde agricole, l'épandage sera plus complexe et contraignant. Le traitement de la méthanisation offre plusieurs avantages en termes de traitement des effluents d'élevage :

- Tout d'abord, les effluents d'élevage sont fortement émetteurs de méthane s'ils ne sont pas stockés de manière appropriée, méthane dont le pouvoir de réchauffement à 100 ans vaut 28 fois<sup>25</sup> celui du CO<sub>2</sub>. Or dans beaucoup d'élevages, le stockage à l'air libre et l'épandage des effluents d'élevage entraînent beaucoup de rejets. Le stockage des fumiers en tas est particulièrement émetteur car une fermentation anaérobie se produit au centre du tas, émettant du méthane. La méthanisation, sous la condition que les effluents puis les digestats soient stockés dans des récipients fermés, élimine complètement les rejets de méthane puisque le but est justement d'extraire un maximum de méthane des substrats lors de la méthanisation. Le digestat en sortie d'exploitation peut alors être épandu sans crainte de rejets massifs.
- La méthanisation permet d'hygiéniser les effluents en réduisant drastiquement la charge bactériologique contenue dans les substrats, ce qui présente un intérêt pour les déjections d'élevage mais aussi en cas de co-digestion de déchets d'IAA (notamment les sous-produits animaux) ou de boues de STEP. Une étude de l'ADEME<sup>26</sup> considère que la méthanisation mésophile réduit de 90% la population des Escherichia Coli en 2,4 jours et de 90 % celle des Salmonelles en 2 à 10 jours.
- Le traitement par méthanisation permet enfin de fluidifier et d'homogénéiser les effluents d'élevage, ce qui facilite ensuite l'épandage et l'absorption par les sols des digestats, tout en rendant l'azote qu'ils contiennent plus bio-disponible. De ce fait, la méthanisation est souvent citée comme une solution permettant d'améliorer la fertilisation des cultures par les déjections d'élevage tout en évitant les pertes azotées dans l'environnement, au premier rang desquels les rejets de nitrates passant dans les eaux souterraines. En réalité, le bilan est plus mitigé et il va nous falloir rentrer dans des considérations plus techniques sur le cycle de l'azote pour comprendre les tenants et les aboutissants du problème, en nous plaçant à mi-chemin entre des problématiques agronomiques et de traitement des déchets, car l'azote possède cette double casquette de fertilisant et de déchet pour l'environnement à haute dose. Dans la prochaine partie nous allons donc poursuivre notre réflexion sur la méthanisation agricole sous l'axe agronomique, en montrant que si le bilan de la méthanisation notamment en termes de pertes de nitrates est en général positif, ce n'est pas automatiquement le cas pour les pertes d'ammoniac que la méthanisation aura tendance à exacerber sans équipements spécifiques.

---

<sup>25</sup> Rapport du GIEC 2013

<sup>26</sup> Qualité agronomique et sanitaire des digestats, ADEME, Octobre 2011

## II. METHANISER POUR REDUIRE LA POLLUTION PAR LES NITRATES ET L'AMMONIAC

### A. Le cycle de l'azote est dérégulé

La méthanisation se veut une filière permettant de faciliter l'épandage des effluents d'élevages en améliorant leur *qualité* pour les raisons citées dans la partie précédente. Mais la méthanisation se veut aussi une manière d'améliorer la fertilisation des cultures par les déjections d'élevage tout en réduisant les pertes d'azote néfastes pour l'environnement. Or ce point est à nuancer, et pour ce faire nous allons commencer par parler du cycle de l'azote.

L'azote est un composé extrêmement répandu sur terre, puisque le diazote  $N_2$  représente 79% de l'air que nous respirons. Il est par conséquent constitutif de tous les êtres vivants, dont les cultures, et nécessaire à leur croissance. Or sous sa forme  $N_2$ , l'azote est très peu réactif et mis à part les plantes légumineuses, aucune culture ne peut le prélever directement dans l'air. Elles ont besoin de l'absorber par leurs racines sous une forme minérale (nitrate  $NO_3^-$  et dans une moindre mesure ammonium  $NH_4^+$ ). Une fois fixé, l'azote intègre de la matière organique dans la plante (acides aminés, protéines, etc.) puis rejoint le sol toujours sous cette forme une fois que la plante meurt. Cet azote organique est ensuite décomposé par les micro-organismes du sol en ammonium (on parle de *minéralisation*) puis en nitrate (on parle de *nitrification*), ce qui permet de fertiliser de nouvelles cultures, bouclant la boucle. Avant 1900 pour maintenir ce cycle vertueux, on pratiquait la *polyculture* : les hommes pratiquaient l'élevage en même temps qu'ils cultivaient leurs terres, les cultures servant à nourrir les hommes et les bêtes. Pour ne pas perdre trop d'azote, les déjections des animaux riches en azote (viande, œufs et lait ne fixent que 5 à 40% de l'azote<sup>27</sup> consommé) étaient épandues sur les champs, de même souvent que les excréments humains après compostage. Pour compenser les pertes en azote dans le cycle, les bêtes étaient parfois nourries avec de la luzerne capable de fixer le diazote de l'air. Mais assez rapidement, les hommes ont essayé de trouver d'autres fertilisants pour leurs champs afin d'augmenter le rendement de leurs terres : jusqu'à la première guerre mondiale, le salpêtre du Chili (nitrate de sodium) était importé en masse depuis le désert d'Atacama pour fertiliser les terres agricoles.

En 1913, le procédé Haber-Bosch fut mis au point, permettant grâce à l'usage de gaz naturel (ou de gaz de ville produit à partir de charbon) de synthétiser de l'ammoniac  $NH_3$  à partir du diazote de l'air, et par suite de fabriquer des engrais sous forme ammonium ou nitrate. La révolution des engrais permet aujourd'hui de nourrir la population mondiale, mais au prix d'un bouleversement gigantesque du cycle de l'azote : aujourd'hui nous produisons 100Mt d'engrais azotés par an, soit la même quantité d'azote versé dans les écosystèmes que pour l'ensemble du processus de fixation symbiotique du diazote par les écosystèmes naturels à l'échelle mondiale...

Nous avons donc fortement perturbé le cycle de l'azote, comme le montre la figure 6. Evidemment, le cycle de l'azote est très complexe, et de nombreux composés azotés peuvent se former, par exemple des composés volatils dont certains avec des conséquences environnementales importantes. On citera notamment l'ammoniac  $NH_3$  que l'on retrouve dissous en solution aqueuse en présence d'ammonium, et qui a tendance à s'échapper dans l'atmosphère dès que la concentration d'ammonium en solution est importante, pour peu que la solution d'ammonium en question ne soit pas piégée sous la surface du sol. Typiquement l'épandage sans enfouissement d'un lisier ou d'un digestat riche en ammonium entrainera des rejets importants d'ammoniac.

<sup>27</sup> Les flux d'azote liés aux élevages, INRA 2012

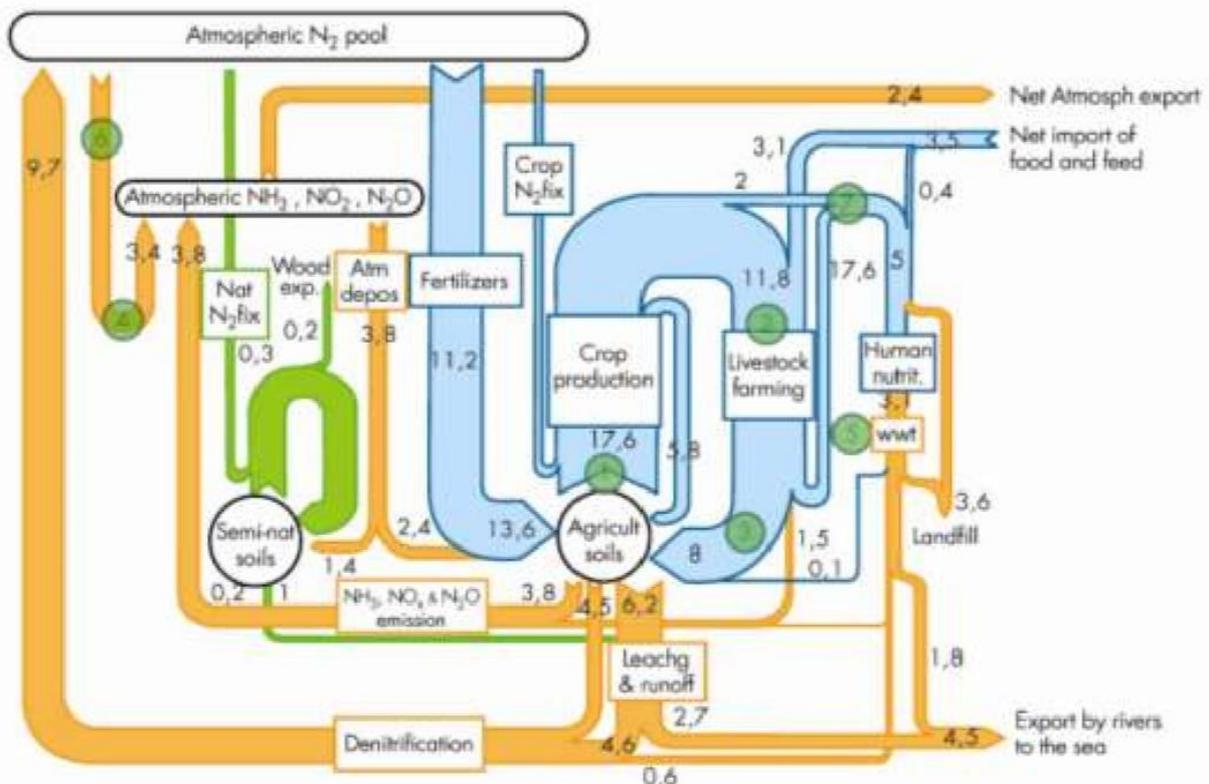
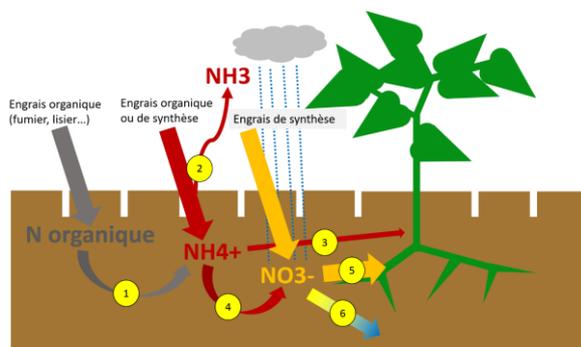


Figure 6 - Le cycle de l'azote à l'échelle de l'Europe des 27 pour l'année 2000. D'après (Onema et al., 2011b).

La partie du cycle de l'azote européen non-anthropique sur la figure 6 correspond aux flux en vert. Les flux en bleu sont les flux anthropiques volontaires à l'échelle de l'Europe ; on constate notamment que nous fertilisons nos champs avec 11,2Mt/ an d'azote issu d'engrais de synthèse, 5,8Mt/ an d'azote issus de résidus de culture, 2,4Mt de dépôts atmosphériques, 1,0Mt de fixation symbiotique et 8Mt/ an issus de déjections d'élevage, servant à produire 11,8Mt d'azote de production agricole nette de résidus, dont l'immense majorité (9,8Mt auxquels s'ajoutent 3,1Mt d'impôts) sert à nourrir nos élevages, produisant 2,6Mt d'azote dans la viande, le lait, les oeufs, le reste se retrouvant dans les déjections épandues sur les champs. Enfin les flux en orange représentent les flux d'origine anthropique involontaires, notamment les émissions volatiles vers l'atmosphère (5,3Mt incluant les rejets de  $\text{NH}_3$ ) et les pertes par lixiviation de nitrates (6,2 Mt).

Le rôle des effluents d'élevage dans le cycle de l'azote est donc fondamental, et la question de leur valeur agronomique en tant que fertilisants va également déterminer dans quel mesure l'azote est recyclé dans les cultures ou au contraire perdu par émissions de  $\text{NH}_3$  et par lixiviation de  $\text{NO}_3^-$ . La logique agronomique et de traitement du déchet azote sont indissociables, et l'épandage des engrais, organiques ou de synthèse, en est un bon exemple – voir figure 7 :



On peut dire qu'il existe en substance trois types d'engrais azotés : **l'azote sous forme organique**, que l'on va trouver dans les résidus de culture, le fumier, le lisier, **l'azote minéralisé sous forme ammonium  $\text{NH}_4^+$**  que l'on va également trouver dans des engrais organiques (30% dans des résidus de culture et de 40 à 75% dans un lisier<sup>28</sup>) mais aussi dans des engrais de synthèse (sulfate d'ammonium, ammonitrates) et enfin **l'azote minéralisé sous forme nitrate** que l'on ne trouve que dans des engrais de synthèse.

Figure 7 - mécanisme de la nutrition des cultures par les engrais

<sup>28</sup> Les flux d'azote liés aux élevages, INRA 2012

Lorsque l'on dépose de l'azote organique au sol, il rejoint un stock très important déjà important d'azote assez stable sous forme d'*humus*, mais qui peut malgré tout être dégradé en ammonium par les micro-organismes du sol, représenté par le **Flux 1** sur la figure 7. Cette transformation est très lente (l'échelle de temps typique va au-delà d'une année), et n'est pas forcément synchronisée avec le besoin des plantes en engrais : c'est pourquoi la méthanisation, qui **augmente la proportion d'azote sous forme ammonium** dans les digestats par rapport aux substrats méthanisés (voir figure 8), est décrite comme bonne sur le plan agronomique. Cependant l'apport direct d'ammonium a un gros inconvénient : si l'ammonium est déposé en surface par un « arrosage » aérien imprécis (épandeur *buse-palette* ou *queue de carpe*) et non déposé directement dans les sillons voire enfoui dans le sol lors de son épandage (grâce par exemple à une rampe d'épandage avec *pendillards* ou *enfouisseurs*), il adviendra alors des rejets conséquents d'ammoniac, représentés par le **Flux 2**. Ces rejets, d'autant plus importants si l'épandage a lieu un jour chaud et venteux, font perdre de la valeur agronomique à l'engrais épandu (typiquement un digestat) et provoquent une pollution atmosphérique significative. Il est bon, dans le cadre de la méthanisation, **d'investir en conséquence dans du matériel d'épandage des digestats performant**.

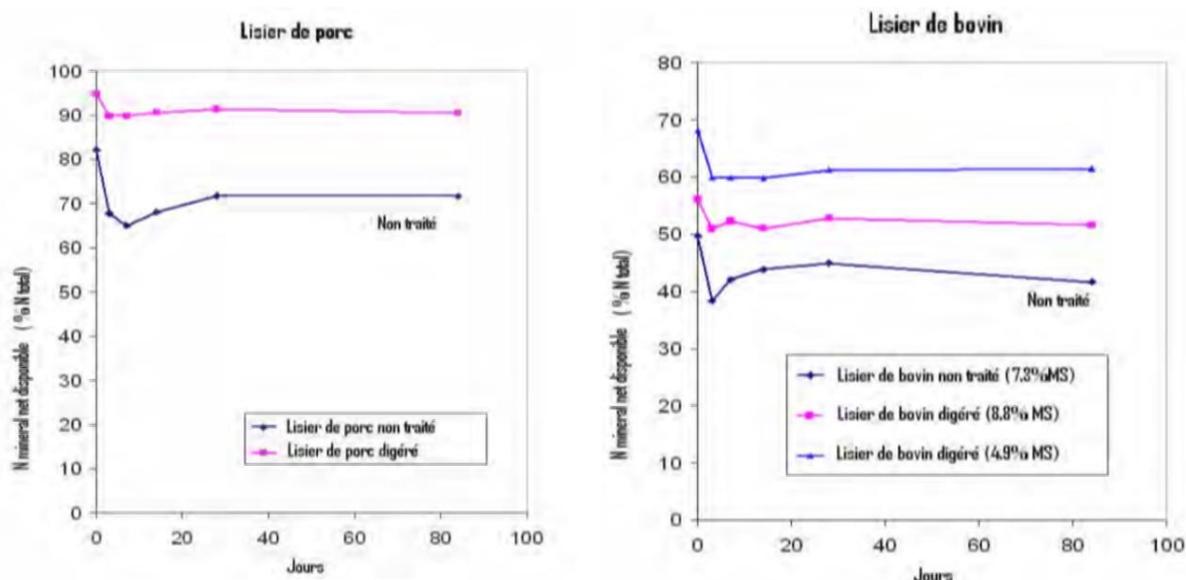


Figure 8 - Disponibilité de l'azote du sol (proportion d'azote sous forme ammoniacale) après application de lisier bovin et porcin brut et de digestat de lisier bovin et porcin sur sol sablonneux (Sorensen, 2008)

Une fois dans le sol, l'ammonium peut être consommé directement par la plante, mais cette voie d'alimentation (**Flux 3**) est en général moins importante et moins rapide que l'assimilation des nitrates par la plante. L'ammonium portant une charge positive, il s'adsorbe dans les sols, notamment argileux, et y est assez stable : il ne sera pas lessivé par les pluies par exemple. L'ammonium est ensuite dégradé en nitrate par les micro-organismes du sol (**Flux 4**), cette transformation étant relativement lente par temps froid mais beaucoup plus rapide dès que la température remonte : c'est l'effet *retard* de l'engrais ammonium qui est très apprécié.

Les nitrates sont donc le produit de la dégradation par les micro-organismes du sol d'autres formes d'engrais, ou bien ils peuvent avoir été apportés à la plante directement sous cette forme. Le gros avantage de l'engrais nitrate est qu'il se présente sous une forme très disponible par la plante et est rapidement consommé au cours de la croissance de la plante (**Flux 5**). Il a en revanche un gros défaut : sa charge négative le rend très mobile dans les sols, notamment en cas de fortes pluies qui peuvent le lessiver : c'est ce qui se passe quand l'apport massif de nitrate n'est pas synchronisé avec les besoins des plantes et que le nitrate se retrouve donc emporté par les pluies sous les racines des plantes (**Flux 6**) : inutilisable par la plante, le nitrate est alors progressivement emporté dans les nappes phréatiques. Si la nappe est peu profonde, le nitrate se retrouvera assez vite à nouveau en surface dans le bassin versant. Selon sa concentration et la quantité de végétation rencontrée, il pourra jouer un rôle positif dans l'alimentation des écosystèmes terrestres ou être en surplus et provoquer des phénomènes d'**eutrophisation** en nourrissant le développement exponentiel d'une espèce au détriment des autres (ex : lentilles d'eau dans les rivières qui privent le milieu d'oxygène provoquant l'appauvrissement de la biodiversité). Son impact sur la santé humaine est en revanche

considéré comme relativement faible. Enfin si la nappe est profonde ou les bassins versants petits (par exemple en Bretagne), le nitrate se retrouvera très rapidement en milieu marin où il provoquera des phénomènes d'eutrophisation côtière – le fameux exemple des marées vertes en Bretagne.

Le nitrate n'est pas le seul composé à provoquer des problèmes d'eutrophisation, le phosphate a également cette conséquence dans les milieux aquatiques terrestres. Bien que la problématique du phosphate soit également présente dans l'agriculture, nous avons cependant fait le choix de nous focaliser sur les problèmes liés à l'azote.

## B. La méthanisation des produits de culture présente un bilan négatif pour l'environnement

La méthanisation agricole repose sur les effluents d'élevage mais aussi sur des matériaux provenant des cultures elles-mêmes : les résidus de culture, les cultures dédiées et les cultures intermédiaires. Chacun de ces intrants est porteur de bénéfices et d'inconvénients qui imposent des limites quantitatives à leurs usages.

### 1. La méthanisation des résidus de culture favorise la lixiviation des nitrates et les émissions d'ammoniac

Les résidus de culture sont composés des pailles de céréales, résidus de maïs, fanes de choux, de betteraves, etc. Ces matériaux actuellement sont laissés aux champs après récolte et sont enfouis lors du labour qui prépare la culture de l'année suivante. Il faut donc prélever suffisamment de résidus de culture pour abonder les intrants de la méthanisation mais pas trop pour ne pas dégrader les caractéristiques physiques, chimiques et biologiques des sols.

Par ailleurs, une partie des résidus de cultures est déjà prélevée pour d'autres usages que la méthanisation, notamment en nutrition et en litière animale, la paille en étant l'exemple le plus connu. Cependant, il existe une exception où la méthanisation de résidus de culture n'a pas d'inconvénients : les issues de silo, ces grains endommagés, triés par les coopératives agricoles et considérés comme impropre à la vente à des fins agroalimentaires, peuvent être considérés comme des déchets bien que ne présentant aucune menace pour la santé humaine ou l'environnement. En général, ils sont valorisés en combustion en chaudière, mais la filière méthanisation est également très intéressée par cette ressource fortement méthanogène.

La méthanisation des résidus de culture présente ainsi des avantages et des inconvénients.

Tout d'abord, la récolte des résidus de culture ne pose pas forcément de gros problèmes techniques, bien que cela dépende évidemment des cultures en question. Typiquement la récolte des pailles de céréales ne demande qu'une adaptation de la moissonneuse-batteuse et un véhicule supplémentaire la suivant et servant à stocker la paille. Cela n'est après tout qu'une variante de la récolte de la paille en botte telle qu'elle est pratiquée aujourd'hui pour l'alimentation et la litière des animaux. Par ailleurs, méthaniser les résidus de culture avant de les ré-épandre améliore leur valeur agronomique en augmentant la part d'azote ammoniacale, permettant par la même occasion d'utiliser moins d'engrais. Cependant, il faut aussi considérer que laisser les résidus de culture au champ constitue un avantage naturel car cela permet aussi de valoriser l'azote, le phosphate et le potassium (NPK) qu'ils contiennent sur les cultures suivantes, ainsi que de bénéficier d'un effet amendement et structurant sur les sols. A contrario, l'absence des résidus de culture au champ après récolte en automne a souvent tendance<sup>29</sup> à entraîner des pollutions azotées puisque la dégradation des résidus de culture à rapport C/N important (i.e. contenant beaucoup de carbone pour peu d'azote, ce qui est souvent le cas) par les micro-organismes du sol réduit la charge de nitrates susceptibles d'être lessivés par les pluies dans le sol pour fixer l'azote sous forme organique. Attention cependant : les résidus de culture à rapport C/N faible peuvent provoquer l'effet inverse. Néanmoins en général, récolter les résidus de culture et laisser les sols à nu, c'est prendre le risque de provoquer des rejets de nitrates dans les

<sup>29</sup> Réduire les fuites de nitrates au moyen de cultures intermédiaires, Nicolas Beaudoin et al. , juin 2012

nappes phréatiques et par suite l'eutrophisation des bassins versants et des eaux côtières. Ainsi la pratique de la méthanisation des résidus de culture, si elle n'est pas doublée de la mise en place de cultures intermédiaires pièges à nitrates (CIPAN) ou de cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) entre deux cultures principales (voir infra), risque de laisser un certain temps les sols à nus, augmentant la pollution potentielle des nappes phréatiques par les nitrates. Ces externalités concernant les rejets de nitrates mais aussi d'ammoniac sont chiffrées un peu plus loin dans la partie II.C.

Le gisement potentiellement disponible des résidus de culture représente environ 100 TWh. Cependant l'expertise agronomique considère que le prélèvement ne doit pas excéder 20 %. Le scénario Green Gas Grid tendanciel sur lequel nous reviendrons en partie IV.A.4 repose ainsi sur « seulement » 10 TWh de résidus de culture.

## 2. Les cultures énergétiques dédiées sont un non-sens écologique et économique

La méthanisation s'est construite en Allemagne sur la base des cultures dédiées : 4,7 % de la surface agricole utile a été consacrée à la culture du maïs. Cette pratique offre beaucoup d'avantages : le maïs est fortement méthanogène, il constitue un intrant garanti dans le temps, stable, permettant une standardisation des équipements et une optimisation facile des rendements. Cependant, les cultures dédiées induisent une consommation d'engrais, de pesticide et d'eau écologiquement critiquable. Une étude de l'ADEME<sup>30</sup> affecte ainsi aux cultures énergétiques un rôle négatif dans l'eutrophisation des eaux douces et des mers, et leur méthanisation afin par exemple de générer de la chaleur est considérée comme ayant un impact 10 à 100 fois plus important que l'utilisation de gaz naturel, sachant cependant que l'utilisation de gaz naturel en chauffage n'a que peu d'impact sur l'eutrophisation aquatique. Il faut également citer le phénomène inquiétant et déjà décrié dans le cas des biocarburants (voir partie III.D.2) de changement d'affectation indirect des terres dans le cas de cultures purement énergétiques dédiées qui peut voir les cultures alimentaires substituées en Europe être remplacées par de nouvelles cultures dans le reste du monde au prix d'une déforestation préoccupante. Enfin les cultures énergétiques peuvent, comme pour la méthanisation de résidus de culture, présenter l'inconvénient notable de laisser les sols à nus après les récoltes. Les pertes de nitrates peuvent alors être augmentées par lessivage.

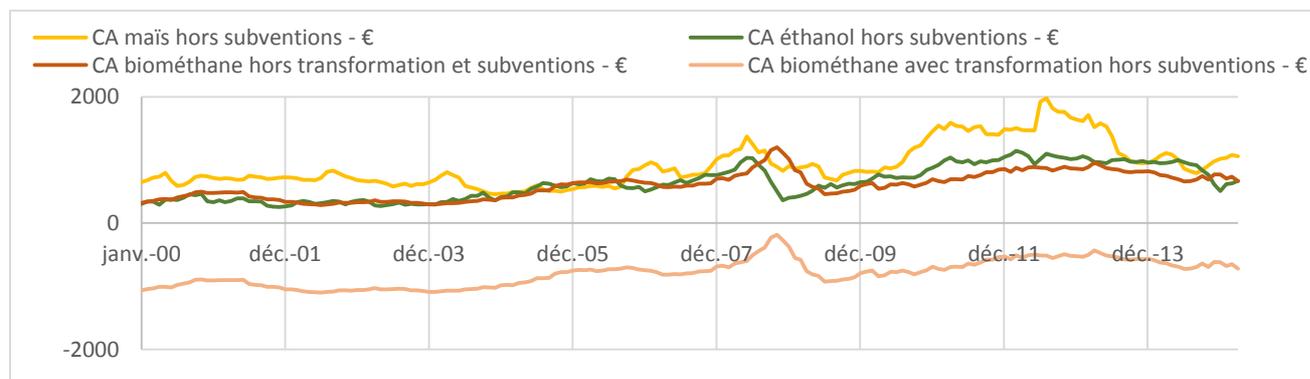


Figure 9 - Chiffre d'affaire à l'hectare pour différents usages du maïs hors subventions. Source : prix du maïs, prix du baril de brut : INSEE, prix du gaz : Ycharts. En valorisant le maïs éthanol au prix du Brent non raffiné au pro-rata de l'énergie contenue, en valorisant le maïs biométhane au prix du gaz livré en Europe, mais en comptant un coût de transformation de 49€/MWh ce qui est déjà très optimiste

Enfin, soulignons qu'une terre agricole rapporte bien plus à la société pour produire des matières alimentaires (*CA maïs hors subventions* – voir Figure 9), et parfois des biocarburants (*CA éthanol hors subventions*) quand le cours du pétrole est haut (en négligeant tout effet de changement indirect d'affectation des terres, ce qui n'est pas anodin). Si produire du gaz n'est pas un non-sens hors prise en compte du coût de méthanisation des cultures (*CA biométhane hors transformation et subventions*),

<sup>30</sup> Analyse du Cycle de Vie du Biogaz issu de cultures énergétiques, ADEME 2011

cela a comme énorme inconvénient que la transformation des cultures en gaz (i.e. par le biais d'un méthaniseur) n'est absolument pas rentable sans subventions par rapport à la production alimentaire non subventionnée (*CA biométhane avec transformation hors subventions*). Alors qu'au contraire, la fabrication de biocarburants peut être plus rentable par moments que la production alimentaire sans subventions, l'extraction des sucres et par suite des carburants de synthèse des grains étant une opération très standardisée. (Attention : nous ne faisons que *comparer* production alimentaire et de biocarburants pour regarder les revenus réels apportés par les cultures à la société en fonction de la valorisation choisie - donc en retranchant les subventions - sachant que les coûts de production des cultures sont à peu de choses près les mêmes puisque l'on fait pousser la même culture – du maïs dans l'exemple ci-dessous).

L'Allemagne met désormais un frein aux cultures dédiées pour la méthanisation. En France le sujet est presque tabou. Le rapport conjoint du Conseil général de l'alimentation, de l'agriculture et des espaces ruraux, et du Conseil général de l'environnement et du développement durable, de novembre 2012, sur les « Freins au développement de la méthanisation dans le secteur agricole » estime que 1 à 2 % de la surface agricole utile affectés aux cultures dédiées suffiraient pour dynamiser la méthanisation agricole. Mais au terme d'une polémique, la loi sur la transition énergétique pour une croissance verte s'apprête à marginaliser les cultures dédiées aux situations d'exception. Les contours de cet usage resteraient à définir mais dans l'esprit, il apparaît répondre au besoin exprimé par l'Association des Méthaniseurs de France qui considère les cultures dédiées comme une ration ponctuelle, intéressante pour stabiliser un méthaniseur en dérive réactionnelle.

### 3. L'intérêt des cultures intermédiaires reste à démontrer

Une culture intermédiaire est intercalée par définition entre la récolte de l'année N et le semis pour la récolte de l'année N+1. Selon la succession culturale et la région, la durée d'implantation varie entre 2 et 6 mois. Lorsque l'espèce est choisie pour couvrir rapidement les sols et diminuer le lessivage de l'azote, on parle de Culture Intermédiaire Piège à Nitrate (CIPAN). Le choix de l'espèce (chou, moutarde blanche, navet, colza...) est délicat. Il dépend du climat local, de la nature des sols, des cultures amonts et avalées. Les CIPAN ne sont pas récoltées, elles sont enfouies lors de la préparation des sols pour la culture suivante. Les CIPAN permettent de fixer 5 à 20 kg d'azote par hectare dans les sols.

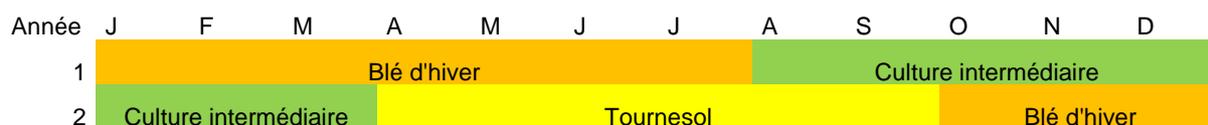


Figure 10 - Succession des cultures avec CI(VE)

Certaines espèces (Triticale, colza, sorgho) sont choisies pour leur capacité à produire une abondante masse organique. Elles sont récoltées avant maturité et méthanisées. On parle alors de Cultures Intermédiaires à Vocation Énergétique (CIVE). Les CIVE constituent un sujet de recherche en ce moment. Pour être rentables, la récolte doit dépasser 4 t/ha de matières sèches<sup>31</sup>. Cette performance n'est pas acquise : tous les climats, tous les sols ne s'y prêtent pas. En outre, le rendement de ces cultures, semées en été, est très sensible au stress hydrique et donc à l'aléa météorologique. Par ailleurs, les CIVE imposent un changement de la rotation des cultures : l'optimisation des rendements ne se conçoit plus uniquement au regard de la récolte de l'année N, mais au regard des trois récoltes en années glissantes. Enfin, le retour d'expérience ne permet pas à ce jour d'établir le bilan azote des CIVE qui peuvent nécessiter pour elle-même un apport d'engrais.

Le scénario Green Gas Grid tendanciel estime le potentiel mobilisable des CIVE en 2030 à 6,7 Mt de matières brute, soit 3,3 TWh.

<sup>31</sup> Les Cultures Intermédiaires à Vocation Énergétique : un fort potentiel méthanogène, Travaux & Innovations n°203, décembre 2013

## C. La méthanisation des effluents d'élevage présente un bilan positif pour l'environnement

Les effluents d'élevage posent trois problèmes de rejets aujourd'hui : nitrates, ammoniac et méthane.

Comme nous avons commencé à l'expliquer dans la partie I.F., le bilan de la méthanisation d'effluents d'élevage est plutôt positif sur la question des nitrates. En effet un apport de lisier ou surtout de fumier non méthanisé au sol, par exemple avant le semis en début d'hiver va amener une bonne part d'azote organique, qui tout d'abord est partiellement lessivable en cas de fortes pluies contrairement à l'ammonium (mais beaucoup moins que le nitrate), et qui ensuite ne se transformera que lentement en ammonium puis en nitrate, ce qui risque de ne pas satisfaire les besoins azotés des cultures. De plus une fois la culture récoltée, par exemple à la fin de l'été, la transformation progressive en nitrate continuera d'autant mieux qu'il fera encore chaud (ammonium => nitrate notamment), mais l'absence de culture pour consommer les nitrates les rendra extrêmement vulnérables au lessivage par les pluies d'automne. Conserver les résidus de culture à fort rapport C/N peut cependant atténuer ce phénomène car la dégradation des résidus en matière organique à rapport C/N plus faible par les micro-organismes du sol consommera de l'azote issu des nitrates.

A l'inverse un apport de digestat à forte proportion en ammonium (jusqu'à 90% pour un digestat de lisier) lors du semis en début d'hiver permet de fixer de l'ammonium stable nourrissant doucement les cultures au début par apport progressif d'ammonium et de nitrate, et qui ne va se transformer massivement en nitrate qu'au printemps avec la remontée des températures, au moment où les plantes seront le plus susceptibles de le consommer rapidement. Le bilan agronomique sera donc bien meilleur, et les pertes par lessivage normalement évitées.

Attention cependant : pour que ce raisonnement soit valide, l'agriculteur doit bien connaître la teneur en azote organique et ammoniacale de ses digestats, connaître les besoins de ses plantes et les conditions d'épandage optimales : l'épandage du digestat (ou de tout engrais ammoniacal d'ailleurs) par temps chaud en début d'automne serait par exemple contre-productif car la nitrification serait alors beaucoup plus rapide et désynchronisée des besoins des plantes ; les pluies d'automne risqueraient alors de lessiver le nitrate. De même un épandage de quantités supérieures aux besoins des plantes aboutira *in fine* à des lessivages de nitrates. Ceci est valable pour des digestats autant que pour des engrais minéraux artificiels, et d'ailleurs si le bon usage des engrais minéraux au plus près des besoins des plantes est supposé éviter toute perte de nitrates, en pratique on estime<sup>32</sup> que 17,5% de l'azote apporté par ces produits en France est malgré tout lessivé dans les milieux aquatiques sous forme nitrique.

Si en terme de lixiviation des nitrates le bilan du digestat est meilleur que celui des lisiers ou des fumiers à plus forte proportion d'azote organique, il n'en est pas de même pour les rejets d'ammoniac NH<sub>3</sub>. En effet comme la proportion d'ammonium dans les digestats est plus importante, leur épandage sans enfouissement entraînera comme expliqué plus haut des rejets supplémentaires d'ammoniac. L'épandage d'azote organique, qui se transforme par la suite lentement en ammonium, ne pose pas le même problème car l'ammonium généré l'est en général alors que l'engrais organique a déjà eu le temps de s'enfouir. Une étude du CEMAGREF<sup>33</sup> retient une augmentation de 9,3% des émissions d'ammoniac à l'épandage du fait de la digestion des lisiers. Pour empêcher ces pertes à l'épandage, on peut utiliser des systèmes d'épandage par injection ou par pendillards, qui permettent de réduire en parallèle les émissions de 22 à 52% par rapport à un épandage avec un épandeur à queue de carpe<sup>34</sup> : **ces systèmes sont particulièrement bien adaptés à des digestats issus de méthanisation puisque cette dernière rend les digestats plus fluides et moins visqueux**, comme nous l'avons cité plus haut. Sachant que la majorité des déjections d'élevage captées en France sont du fumier de bovin bien trop solide pour être épandu au pendillard, la méthanisation présente un réel intérêt à cet égard.

<sup>32</sup> Coût des principales pollutions agricoles de l'eau, Commissariat Général au développement durable, n°52, septembre 2011

<sup>33</sup> A. Gac, F. Beline, T. Bioteau, Février 2006. Digestion anaérobie et gaz à effet de serre. Application pour le calcul du bilan des émissions de gaz à effet de serre des installations de digestion anaérobie. Version 1.0 Guide méthodologique.

<sup>34</sup> HANSEN, M. N., T. S. BIRKMOSE, et al. (2005) : "Effects of separation and anaerobic digestion of slurry on odour and ammonia Emission during Subsequent Storage and land application".



Figure 11 - Epandeur à pendillards

La méthanisation agricole a donc un effet mitigé sur les déjections d'élevage : la proportion d'azote ammoniacal peut être **augmentée d'environ 20 points** (Sorensen, 2008), ce qui améliore la valeur agronomique des digestats et permet un meilleur contrôle de la ration azotée par l'agriculteur épandeur, évitant la lixiviation des nitrates suite à l'épandage. En revanche les pertes d'ammoniac sont également légèrement augmentées, baissant (de manière marginale) la valeur fertilisante du digestat et augmentant la pollution atmosphérique, à moins que l'on utilise du matériel adapté au caractère plus fluide du digestat pour l'épandage.

On peut aller plus loin et essayer de chiffrer les externalités associées à la méthanisation des effluents d'élevage : augmentation de la valeur fertilisante, baisse des rejets de méthane, baisse des rejets de nitrate, augmentation / baisse des rejets d'ammoniac selon la technique d'épandage et baisse des émissions indirectes d'ammoniac du fait de la substitution d'usage d'engrais minéraux de par la valeur agronomique améliorée du digestat.

La littérature estime que les effluents d'élevage ont des teneurs en azote estimées entre 4 et 10kg d'azote par tonne de matière brute<sup>35</sup>. La méthanisation pouvant augmenter de 20 points le pourcentage d'azote ammoniacal à même de remplacer un engrais, elle pourrait donc fournir 0,8 à 2kg d'azote ammoniacal par tonne d'effluent, soit une **valeur agronomique de 1 à 2€ par tonne d'effluent**<sup>36</sup>.

Les choses sont plus complexes pour les rejets de nitrates et d'ammoniac. On a dit que la méthanisation augmente d'environ 10% les rejets d'ammoniac à l'épandage, sauf si elle est associée à un épandage par pendillard qui conjugué à la hausse des rejets par méthanisation fait globalement baisser les rejets de 14 à 47% (22 à 52% sans méthanisation). Pour les nitrates, les pertes par lessivage des nitrates sont en première approximation directement liées à la proportion d'azote organique dans les déjections, et la méthanisation réduit d'environ 2/3 cette proportion dans les lisiers (90Mt à épandre par an<sup>37</sup>) et 1/3 dans les fumiers (90Mt également) d'après Sorensen – voir figure 8. En moyenne on peut considérer que les déjections contiennent 40% d'azote organique avant méthanisation et 20% après. Il peut donc paraître raisonnable de considérer que la méthanisation diminue de moitié la quantité d'azote lixiviée sous forme de nitrate dans les déjections à épandre.

<sup>35</sup> Analyse du Cycle de Vie du biogaz issu de cultures énergétiques, ADEME 2011, Plan EMAA, 2013, Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation, ADEME avril 2013, Evaluation des quantités actuelles et futures des déchets épandus sur les sols agricoles et provenant de certaines activités, Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable, 2002

<sup>36</sup> [www.revenuagricole.fr](http://www.revenuagricole.fr), environ 1€/kg de N sous forme ammoniacale

<sup>37</sup> Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation, ADEME et Solagro 2013

Deux études<sup>38</sup> ont tenté de chiffrer les dégâts sociétaux annuels entraînés par les émissions d'azote vers les eaux et l'atmosphère au sein de l'Europe de 27. Les dégâts sont estimés annuellement à 35Mds€ pour les nitrates, essentiellement dus à un impact sur les écosystèmes et 47Mds€ pour l'ammoniac, qui a une influence notable sur la santé humaine (formation de particules entre autres) mais aussi sur les écosystèmes car il se dépose sur les sols à proximité des lieux d'émission et est précipité à plus longue distance dans les eaux de pluie.

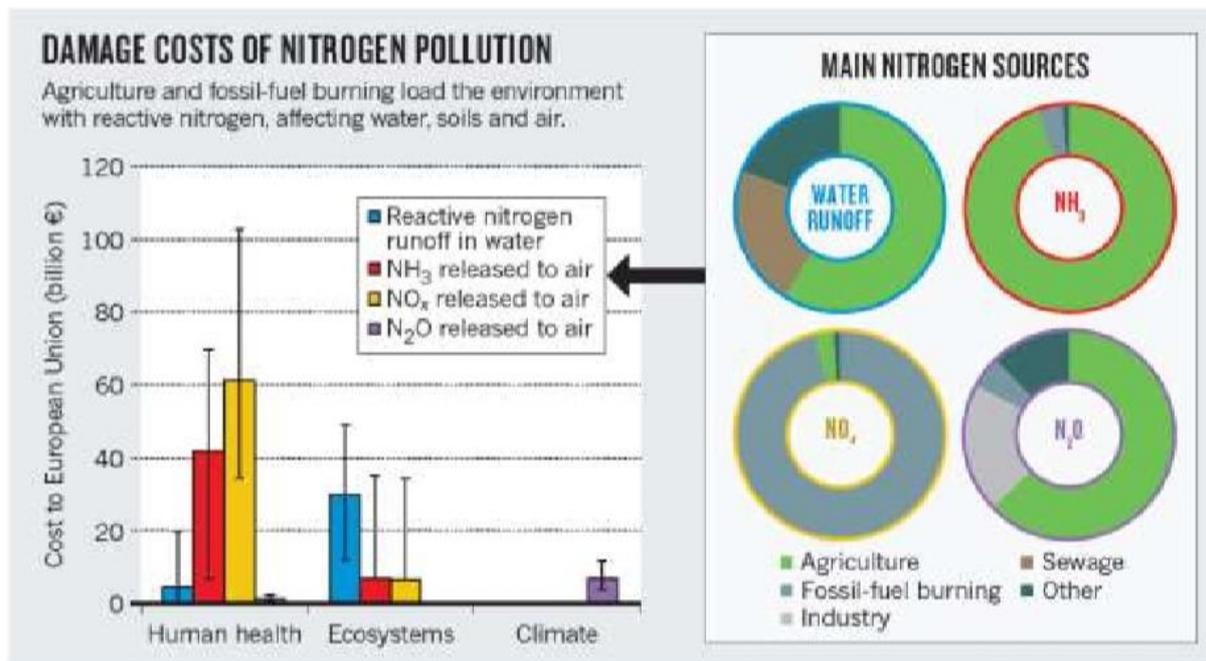


Figure 12 - Estimations hautes et basses des dommages sociétaux occasionnés par les émissions d'azote vers les eaux et l'atmosphère, au sein de l'Europe des 27 en 2000 d'après (Brink et al., 2011) et reprise dans (Sutton et al., 2011d)

La part de responsabilité de l'élevage dans ces émissions est considérable, chiffrée par l'ESCO<sup>39</sup> à 50% pour les nitrates, et 92% pour les émissions d'ammoniac, soit 18Mds€ et 43Mds€ d'externalités négatives pour l'élevage européen chaque année. Ramené à la part des déjections produites par l'élevage français (environ 19% du total européen, 240 à 320Mt de matière brute pour 1,4 à 1,5Mt d'azote sur les c. 8Mt européennes<sup>40</sup>), cela représente une externalité d'environ 3,4Mds€ par an pour les rejets de nitrates imputables à l'élevage en France et 8,2Mds€ pour les rejets d'ammoniac imputables à l'élevage. Il faut noter que d'autres organismes ont essayé de chiffrer le coût de la pollution nitrate en France et ont pu arriver à des résultats significativement plus élevés, comme *Coûts des principales pollutions agricoles de l'eau*, CGDD, Septembre 2011 qui a chiffré le coût sociétal des nitrates issus de l'élevage entre 315 et 780M€ de coûts annuels directs (sur un total de 1,1 à 1,7 Md€ pour les coûts directs des nitrates et pesticides en général) plus 21 à 32Mds€ de coûts annuels indirects de dépollution des nitrates issus de l'élevage.

Pour chiffrer l'action de la méthanisation sur les rejets d'ammoniac et de nitrates, il faut considérer l'ensemble des sources de rejets au cours du cycle de vie des déjections d'élevage. Pour l'ammoniac, il y en a quatre : les émissions lors de déjections directes au pâturage (non captées en bâtiment), les émissions lors de déjections en bâtiment, les émissions lors du stockage des déjections et les émissions lors de l'épandage de ces déjections. La méthanisation ne peut agir que sur ce dernier poste d'émissions, les augmentant de 10% ou les diminuant de 14 à 47% en cas d'usage d'un pendillard pour l'épandage.

<sup>38</sup> Brink et al., 2011 et Sutton et al., 2011d

<sup>39</sup> Synthèse de l'ESCO à partir des données publiées dans la littérature, notamment Citepa 2011 (Citepa, 2011) et IFEN pour les pertes de nitrates (Ifen, 2002)

<sup>40</sup> *Coûts des principales pollutions agricoles de l'eau*, CGDD, Septembre 2011, Onema et al., 2011 et *Evaluation des quantités actuelles et futures des déchets épandus sur les sols agricoles et provenant de certaines activités*, Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable, 2002

Pour les nitrates, il y a lixiviation des déjections captées en bâtiment lors de leur épandage sur les champs, mais aussi en théorie lors du pâturage. Cependant comme la lixiviation au pâturage est limitée par le bon haut rapport C/N de la prairie qui capture une partie des nitrates, et comme nous avons été conservatifs sur le coût sociétal des nitrates, nous pouvons considérer en première approximation que les rejets de nitrate issus de l'élevage n'ont lieu que lors de l'épandage au champ de déjections captées en bâtiment, poste où la méthanisation permet de diviser par deux les rejets de nitrates.

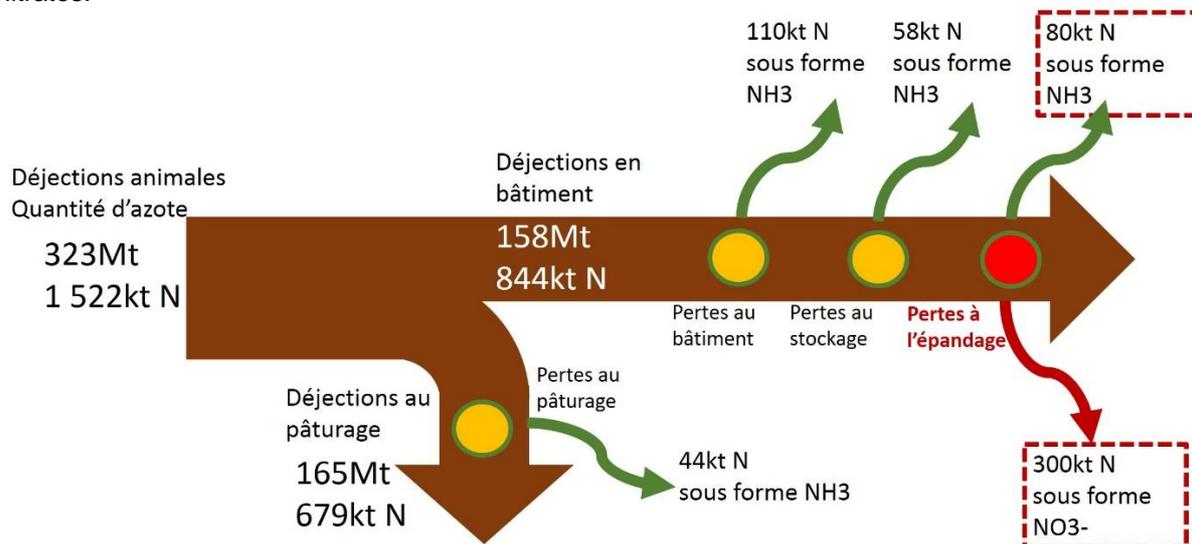


Figure 13 - Estimation des pertes d'azote en France sous forme ammoniac et nitrate dues aux déjections d'élevage. Source : voir ci-dessus. NB : la quantité d'effluents captés en bâtiment (158Mt) est inférieure au chiffre de 183Mt proposé par l'ADEME dans Estimat

Au final, la figure 13 présente les différents types d'émissions de nitrates et d'ammoniac avec les hypothèses que nous avons retenues<sup>41</sup> :

Il nous est maintenant possible de chiffrer les externalités liées à la méthanisation sur les émissions directes de nitrate et d'ammoniac. Chaque kg de rejet d'azote sous forme NH3 « coûte » 28€ à la société d'après les chiffres du coût sociétal de l'ammoniac et la figure ci-dessus. La méthanisation d'une tonne de déjection captée en bâtiment d'élevage rejette 51g d'azote sous forme NH3 supplémentaire, sauf en cas d'épandage par pendillard auquel cas 71 à 238g de rejets sont évités. **Du point de vue de l'ammoniac, la méthanisation d'une tonne de déjection « coûte » donc 1,4€ de rejets supplémentaires sans pendillard et économise 2€ à 6,7€ avec.**

Chaque kg de rejet d'azote sous forme NO3- « coûte » quant à lui 11€ à la société d'après les chiffres du coût sociétal du nitrate et la figure ci-dessus. La méthanisation d'une tonne de déjection captée en bâtiment d'élevage économise 950g de rejets d'azote sous forme de nitrate. **Du point de vue du nitrate, la méthanisation d'une tonne de déjection captée en bâtiment économise donc 10,5€ à la société.**

Pour être complet, il faut chiffrer l'externalité positive de l'emploi d'engrais évité. Comme le digestat contient 0,8 à 2kg d'azote ammoniacal par tonne supplémentaire par rapport aux effluents d'élevage, cela évite l'emploi d'autant d'engrais minéral. Or cette consommation entraîne en temps normal des rejets d'ammoniac que l'on évite (environ 5% de l'azote total de l'engrais<sup>42</sup> - soit 40g à 100g d'émissions évitées par tonne d'effluent traité). On suppose de manière conservatrice qu'un engrais bien employé ne provoque pas de pertes de nitrates. Par effet de substitution, **la méthanisation d'une tonne d'effluent économise donc à la société 1,1 à 2,8€.**

<sup>41</sup> Les flux d'azotes liés aux élevages, INRA 2012, chapitre 6 pour le calcul des pertes, après réconciliation d'avec les chiffres récents relatifs au cheptel de Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation, ADEME et Solagro 2013 et des chiffres plus anciens mais plus détaillés de Evaluation des quantités actuelles et futures des déchets épandus sur les sols agricoles et provenant de certaines activités, Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable, 2002. Pour les flux de nitrate : Coût des principales pollutions agricoles de l'eau, Commissariat Général au développement durable, n°52, septembre 2011

<sup>42</sup> Analyse du Cycle de Vie du biogaz issu de cultures énergétiques, ADEME 2011

Pour finir, on peut essayer de chiffrer l'externalité positive liée à un meilleur stockage des effluents d'élevage en méthanisation qui permet d'éviter des rejets de méthane participant au réchauffement climatique directement dans l'atmosphère. D'après une étude datée de 2006<sup>43</sup>, les émissions de méthane liées au stockage des déjections varient beaucoup selon le mode de stockage, mais on peut retenir un ordre de grandeur de **3kg de méthane par tonne de déjection**, soit l'équivalent de 80kg de CO<sub>2</sub> environ en terme de potentiel de réchauffement climatique. Si l'on suppose que la méthanisation permet d'éviter ces émissions (ce qui est une hypothèse certes discutable), en valorisant la tonne d'émission CO<sub>2</sub> évitée à 50€, alors la méthanisation d'une tonne de déjection entraîne une externalité positive de **4€** supplémentaires.

Au final, la méthanisation des effluents d'élevage présente donc de fortes externalités positives : **15€ à 18€ par tonne méthanisée sans utilisation d'un pendillard pour l'épandage et 18€ à 26€ avec.**

## 1. Comparaison avec les externalités de la méthanisation des résidus de culture

Nous avons souligné à quel point la méthanisation d'effluents d'élevage pouvait être intéressante pour les externalités positives qu'elle entraîne : de 11 à 22€ par tonne traitée selon notamment que les digestats soient épandus avec du matériel performant type pendillard ou injecteur. Cependant le gros problème de la filière aujourd'hui est que le faible pouvoir méthanogène de ce type d'intrant oblige à surdimensionner les infrastructures et équipements : fosses de stockages, digesteurs, canalisations, etc. Tout cela représente des investissements et des frais de maintenance conséquents auxquels viennent s'ajouter des coûts de transports importants pour des intrants et des digestats nécessairement présents en grandes quantités. Or la prime à la méthanisation des effluents d'élevage dans le tarif d'achat électrique (pas de prime pour l'injection biométhane) est bien loin de couvrir ces surcoûts, de même d'ailleurs qu'elle ne récompense pas du tout les externalités positives à leur juste valeur.

Face à cela, les porteurs de projets peuvent choisir de méthaniser d'autres intrants, comme nous l'avons déjà cité, notamment des résidus de culture :

On peut considérer qu'une tonne de résidus de culture contient 4,7kg d'azote<sup>44</sup>, et 30% d'azote ammoniacal en moyenne<sup>45</sup>, n'entraînant en soi aucun rejets de nitrate ou d'ammoniac. Après méthanisation, la proportion d'azote ammoniacale est augmentée de 75%<sup>46</sup>, puis le digestat est épandu aux champs, avec ou sans système performant type pendillard. En terme de valeur agronomique c'est une bonne chose puisqu'environ 1,1kg d'azote ammoniacal est gagné, pour une valeur agronomique de **1,1€ par tonne méthanisée.**

Mais la méthanisation des résidus de culture entraîne également des rejets de nitrate et d'ammoniac : pour l'ammoniac, nous avons considéré pour les effluents d'élevage que l'épandage des digestats issus de leur méthanisation sans pendillard relâchait 560g d'azote sous forme NH<sub>3</sub> par tonne de digestat épandue, soit 16% de l'azote ammoniacal résiduel des digestats de méthanisation (cf. supra). Reprenons le même chiffre pour les résidus de culture. Pour un digestat de résidu de culture, 16% de l'azote ammoniacal représente 400g d'azote sous forme NH<sub>3</sub> de rejet par tonne méthanisée, soit un coût de 11,3€ par tonne pour un épandage sans pendillard, et 5,4€ à 8,8€ avec pendillard du fait de rejets amoindris. Mais il faut aussi porter au crédit de la méthanisation le fait que l'emploi de moins d'engrais du fait d'une meilleure valeur agronomique économise des rejets d'ammoniac (5% de l'azote engrais substitué), soit 1,5€ de rejets d'ammoniac évités. Au final les rejets d'ammoniac entraînés par la méthanisation de résidus de culture coûtent à la société **9,8€ par tonne de résidus méthanisée si l'épandage des digestats se fait sans pendillard, et 3,9€ à 7,3€ avec.**

<sup>43</sup> Emissions de gaz à effet de serre en bâtiment d'élevage bovin, J-B Dollé, P. Robin, 2006

<sup>44</sup> Analyse du Cycle de Vie du biogaz issu de cultures énergétiques, ADEME 2011, basé sur la composition du maïs

<sup>45</sup> Les flux d'azotes liés aux élevages, INRA 2012, chapitre 6

<sup>46</sup> Les flux d'azotes liés aux élevages, INRA 2012, chapitre 6

Finissons avec les nitrates. Nous avons estimé de manière empirique que pour les effluents d'élevage, la lixiviation des nitrates était proportionnelle à la quantité d'azote organique. Si l'on fait la même hypothèse pour un digestat issu de méthanisation de résidus de culture (47% d'azote organique), alors une tonne de digestat épandue entraîne un rejet de 2,5kg d'azote sous forme de nitrate, soit un **coût sociétal de 27,4€ par tonne de résidu de culture méthanisée dû aux rejets supplémentaires de nitrate.**

Au final, le bilan des externalités sociétales liées à la méthanisation de résidus de culture est assez mauvais : **- 36,1€ par tonne de résidu si l'épandage du digestat se fait sans pendillard, et - 30,2€ à - 33,6€ avec.**

Bilan des externalités positives ou négatives sur le plan agronomique à méthaniser des effluents d'élevage et des résidus de culture ; dans notre modèle, nous avons choisi de retenir les valeurs suivantes :

€ par tonne méthanisée	Valeur ajoutée agronomique	Rejets de nitrate	Rejets d'ammoniac – épandage sans pendillard	Rejets d'ammoniac – épandage avec pendillard	Rejets de méthane évités
Effluents d'élevage	0,9€	10,4€	- 0,2€	5,6€	4€
Résidus de culture	1,1€	- 27,4€	- 9,8€	- 5,6€	-

Tableau 7 – Chiffrage des externalités attachées à l'azote

## 2. Le cas particulier des Zones d'Excédents Structurels (ZES)

Dans certains cantons français, notamment en Bretagne, la concentration de nitrates dans les eaux souterraines et le net surplus d'apports azotés face aux besoins des cultures les a fait classer en *Zone d'Excédent Structurel* suite à la mise en place de la directive Nitrates en Europe à partir de 1991. Concrètement, la forte concentration en élevages dans ces cantons – la Bretagne rassemble 1/5<sup>ème</sup> des vaches laitières, la moitié des porcs et 1/3 des volailles du pays, oblige les éleveurs à épandre sur une zone d'expansion limitée de fortes quantités de déjections animales. Les rejets de nitrates dans des bassins versants courts où ils n'ont pas le temps de se fixer entraîne des rejets massifs dans l'océan et la prolifération des algues vertes.

Pour pallier à ce phénomène, les élevages respectent désormais un certain nombre de règles strictes, comme des interdictions d'extension d'exploitation ou la limitation des plans d'épandage par cantons : en plus d'une limitation des quantités d'azote épandables à 170kg N/ ha (comme dans le reste du pays), ils ne se font attribuer qu'un nombre d'hectare limités de surface d'épandage dans les cantons en ZES car il n'y a pas assez de surface d'épandage pour tout le monde, et ils doivent épandre le trop-plein de leurs effluents hors des cantons en ZES, ce qui peut représenter des distances importantes à parcourir : voir par exemple sur la figure 14 que certains cantons sont à plusieurs dizaines de kilomètres des cantons « sains ».

D'une certaine manière en ZES, les éleveurs payent une partie des externalités négatives liées à leur activité : en utilisant les barèmes de coûts du transport routier<sup>47</sup>, on peut évaluer le coût du transfert d'effluents d'élevage à 50km de distance à 17€ la tonne, ce qui représente une charge très importante pour un éleveur : une vache laitière produit 15 tonnes d'effluents par an ! Personne n'est vraiment gagnant, puisque malgré ces mesures, le problème des nitrates n'est pas vraiment réglé et la Bretagne continue à vivre au gré des marées vertes.

<sup>47</sup> L'officiel des transporteurs n°2786 du 22 mai 2015

## CANTONS EN ZONE D'EXCEDENT STRUCTUREL REVISION EN 2009

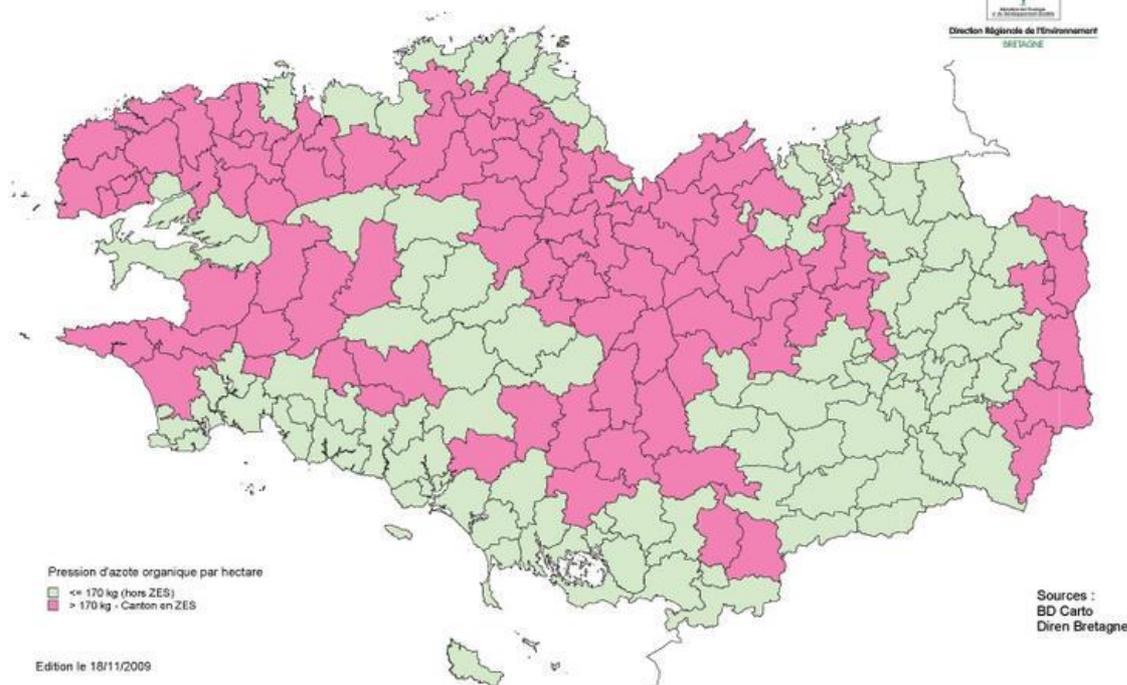


Figure 14 - Zones d'Excédent Structurel en Bretagne

Dans ces conditions, tout est bon pour les éleveurs pour atténuer les conditions d'épandage, et la méthanisation leur offre une solution puisque l'épandage des digestats issus de méthanisation entraîne moins de lixiviation de nitrates pour peu que l'agriculteur connaisse la composition de son digestat, les précautions d'épandage et les besoins de ses cultures. **Cependant pour le moment la réglementation sur l'épandage ne permet pas de valoriser le fait que la teneur en ammonium soit plus élevée après méthanisation.**

Dans les ZES, des alternatives au traitement des effluents par méthanisation existent, et sont déjà employées. Ces procédés de dénitrification des effluents : séparation de phase, épuration biologique, compostage...peuvent être partiellement performants, mais ils sont coûteux et plus ils sont efficaces, plus ils sont énergivores. Comme par ailleurs ils supposent des installations de taille conséquente donc adossées à de gros élevages ou encore mutualisées, et nécessitant dans ce cas des transports coûteux d'effluents, tout porte à les adosser à des installations de méthanisation qui fourniront l'énergie nécessaire aux procédés qui seront appliqués non pas aux effluents mais aux digestats.

Concrètement on commence par mener une *séparation de phase* sur le digestat, pour obtenir une phase liquide concentrant l'azote et le potassium et une phase solide concentrant le phosphore et la matière organique résiduelle amendante. Il est alors possible de mieux gérer l'épandage de chaque matière en fonction des contraintes d'épandage et des besoins des sols : cette phase peu énergivore pourra être appliquée dès que les agriculteurs auront un intérêt à disposer séparément d'un fertilisant azoté et d'un amendement phosphaté.

On peut ensuite aller plus loin, ce qui nécessite des investissements plus lourds et une consommation d'énergie conséquente, pour *sécher* et *composter* la partie solide (attention : le séchage sans récupération des vapeurs peut entraîner des rejets très importants d'ammoniac), et/ou pour évaporer la partie liquide en engrais concentré (type sulfate ou nitrate d'ammonium). Cette opération laisse également un résidu liquide très peu concentré en minéraux donc facilement épandable. Le compost séché et l'engrais concentré obtenus peuvent alors être facilement transportés (beaucoup plus facilement que les milliers de tonnes annuels de digestat d'une installation de méthanisation classique), et valorisés dans le cadre d'un plan d'épandage, par exemple dans une région céréalière sans excédents structurels, voire idéalement vendus.

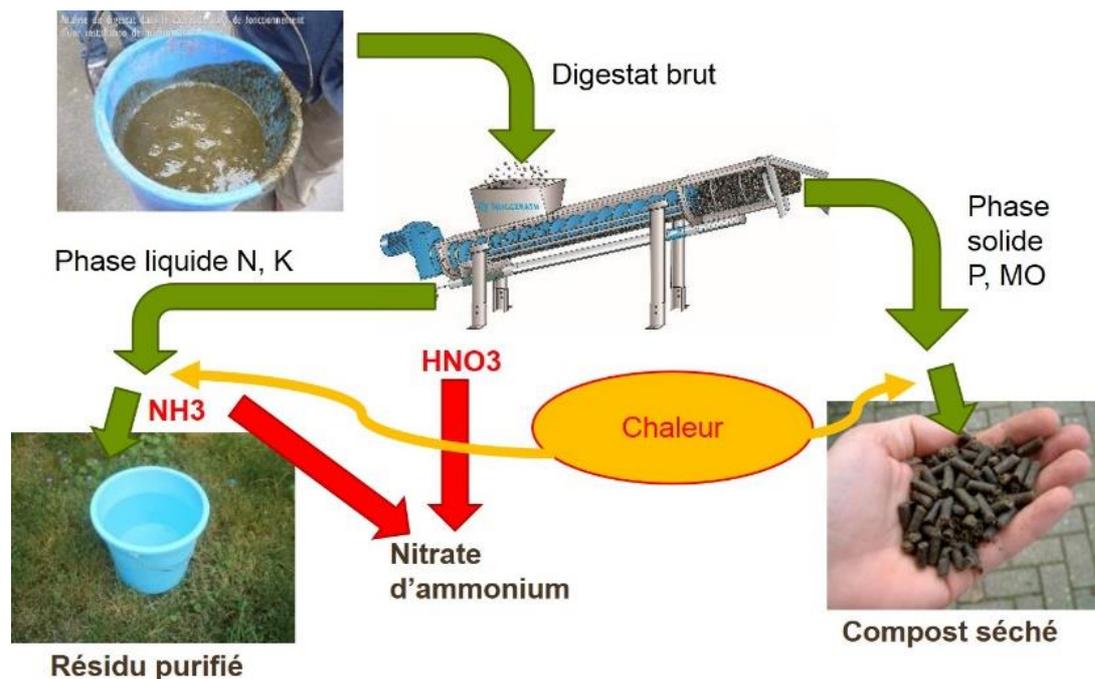


Figure 15 - Processus de traitement des digestats

La vente de l'engrais et du compost nécessite une procédure d'homologation aujourd'hui onéreuse 40 à 100k€<sup>48</sup> et longue : 12 à 15<sup>49</sup> mois, qui peut d'ailleurs aussi être envisagée pour des digestats bruts mais qui nécessite une grande stabilité de composition du produit, ce qui est très difficile à atteindre pour un digestat brut issu de substrats variables au cours de l'année. Les composts et engrais concentrés ont une composition mieux maîtrisée, notamment les engrais, mais cette difficulté s'applique également à eux – nous pouvons citer l'exemple du projet CAPIK en Haute-Normandie qui n'a pas encore réussi à faire homologuer son compost, ce qui pèse sur la rentabilité du projet. **Face à cela, nous recommandons la simplification des procédures d'homologation, et pendant le temps d'instruction la création d'une autorisation temporaire de commercialisation.**

Nous avons développé un modèle pour évaluer la rentabilité des installations de méthanisation agricole dans différentes configurations (voir annexe II). Ce modèle nous a notamment permis de montrer qu'avec les tarifs d'achats actuels, une installation de méthanisation centralisée portée par des éleveurs fonctionnant en cogénération (1000kWe) qui traiterait par exemple à 100% un mélange de lisiers et de fumiers (pouvoir méthanogène moyen 0,25MWh/t) serait tout à fait rentable malgré le surdimensionnement des cuves et digesteurs imposé par le faible pouvoir méthanogène des intrants, **pour peu que la chaleur de cogénération soit utilisée pour traiter les digestats pour pouvoir les exporter sous forme concentrée et ainsi économiser les très importants frais d'épandage des effluents en ZES** (en supposant une distance d'épandage de 50km.) Voici par exemple la décomposition des coûts et recettes au MWh électrique pour un tel projet (figure 16).

<sup>48</sup> Freins au développement de la méthanisation dans le secteur agricole, CGEDD N°008169-01 et CGAAER N°12025, Novembre 2012

<sup>49</sup> Réussir un projet de méthanisation territoriale multipartenaire, COOP de France, FNCUMA et AILE, Edition 2011.

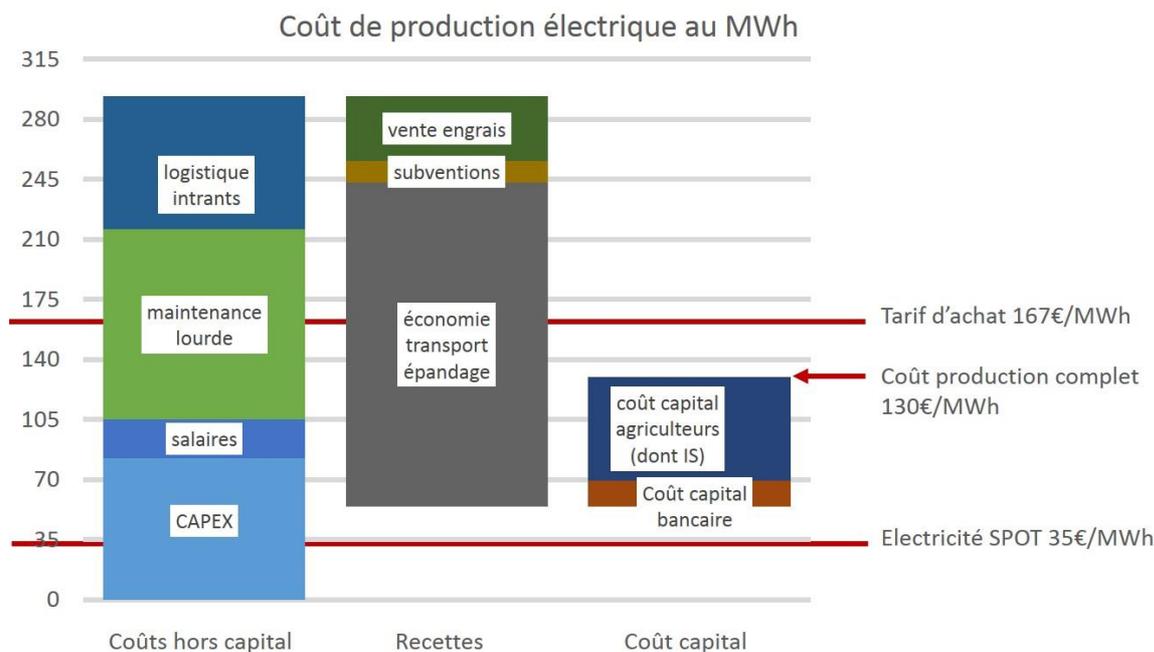


Figure 16 - Décomposition des coûts au MWh électrique d'un projet en ZES traitant le digestat.  
 Source: modèle développé en interne et basé sur des données FNCUMA et ADEME entres autres.  
 Voir partie IV.B et Annexe II pour plus de détails

Pour un tel projet méthanisant un substrat peu méthanogène, les coûts d'investissement et de maintenance sont très importants et à la hauteur des tonnages d'effluents traités chaque année : 84 000t. La logistique associée à la réception des effluents d'élevage représente également un poste de dépense important – 7€ par tonne pour aller les collecter dans un rayon de 12km. Heureusement les économies réalisées sur l'épandage des effluents qui n'a plus à être réalisé à 50km dans nos hypothèses permettent très largement de compenser ces surcoûts, ainsi que la vente d'engrais (nous avons supposé que le compost était cédé gratuitement). Enfin le coût du capital mobilisé par les éleveurs et autres investisseurs mobilisés ne doit pas être négligé puisqu'au vu du risque associé à la filière aujourd'hui, il nous a été expliqué qu'un taux de retour sur capital de **30%** dans un scénario optimal était la norme demandée. Ce coût sera amené à baisser dans le futur avec un meilleur retour d'expérience sur la filière. On peut néanmoins observé que dès aujourd'hui, la présence de subventions – souvent près de 50% des fonds non bancaires apportés – permet de limiter ce coût du capital en réduisant le montant de capital apporté par les investisseurs. Ainsi passer de 50% de subventions dans les fonds non bancaires (notre hypothèse) à 70% réduirait le coût de production de l'électricité de 35€ par MWh. Soit une sur-subvention initiale de 615k€ faisant ensuite potentiellement économiser 270k€ par an aux porteur de projet, et permettant d'abaisser d'autant le tarif d'achat. Mais la subvention directe n'est pas le seul moyen, et **l'Etat pourrait également accorder des avances remboursables permettant aux porteurs de projets de supporter une part plus faible du risque et d'abaisser d'autant leur coût du capital.**

## D. La méthanisation, voie de soutien à la filière agricole

Pour conclure, il semble important de dire que **dès aujourd'hui, des projets de méthanisation reposant intégralement sur des effluents d'élevage sont rentables du point de vue des éleveurs porteurs de projets en ZES et plus particulièrement en Bretagne.** Dans ces territoires où les éleveurs payent déjà une partie des externalités négatives liées à leur activité au travers de la contrainte du plan d'épandage, sans toutefois véritablement régler le problème des nitrates et des algues vertes, le tarif d'achat électrique offert à de tels projets est une **véritable incitation aux bonnes pratiques agricoles**, puisqu'il est supérieur au coût de production une fois pris en compte les économies d'épandage pour les éleveurs. Ce *premium* peut paraître contraire au principe pollueur-payeur, pourtant il est bénéfique pour plusieurs raisons :

- La situation des éleveurs en France et notamment en Bretagne est aujourd'hui (2015) très difficile dans un contexte de concurrence féroce de la part d'exploitations de grandes tailles aux Pays-Bas ou au Danemark, et les troubles sociaux en cours nous rappellent que l'éleveur breton n'est pas très solvable pour payer les externalités dues à son activité
- Personne ne fait véritablement payer aux éleveurs leurs externalités en Europe et dans le monde (pour s'en convaincre, il suffit de regarder les cartes d'excès d'azote aux Pays-Bas ou en Allemagne) : les activités agricoles sont toujours directement ou indirectement fortement subventionnées. Taxer plus fortement les éleveurs français ne ferait que détruire leur activité et nous faire importer notre viande de territoires plus permissifs.
- Taxer plus les éleveurs pour les inciter à changer leurs pratiques (ici traiter leurs effluents) revient *de facto* à faire payer au peuple plus cher son alimentation. Comme presque tout le monde mange de la viande, il n'est pas illégitime sur le plan économique d'utiliser un autre canal de financement pour améliorer les pratiques agricoles, tant que ce canal de financement touche à peu près tout le monde de manière égalitaire : c'est le cas de la CSPE et dans une moindre mesure de la CSPG (qui ne touche pour le coup qu'une part significative de la population). Et comme pour traiter les digestats, il faut de l'énergie, donc des projets produisant de l'énergie, les faire financer par un canal énergétique prend du sens sur le plan technique.
- En principe l'avantage du principe pollueur-payeur sur un système de subventions est qu'il favorise l'initiative privée pour trouver les meilleures solutions de traitement à moindre coût. Mais comme nous parlons ici de pollution diffuse difficile à attribuer à tel ou tel éleveur, comme l'Etat manque de moyens de contrôle (ou de conviction ?) sur les agissements exacts des agriculteurs (les contraintes d'épandage ne sont pas toujours respectées), et comme la méthanisation est une solution technique chère mais présentant des avantages qui ne se limitent pas à la filière agricole (notamment la production d'énergie décarbonée), une orientation des politiques publiques vers cette solution technologique en particulier prend tout son sens.
- L'action publique peut être efficace pour inciter massivement les éleveurs bretons à traiter leurs effluents en méthanisation et à exporter vers les bassins céréaliers les engrais et composts générés. Le *premium* offert par le tarif d'achat donne la garantie que les éleveurs se tourneront massivement vers cette opportunité, ce qui sera un gain pour eux comme pour la société. L'Etat devra **s'assurer que le processus d'homologation des engrais et composts reste relativement léger**. En échange, l'Etat pourrait **et devrait** imposer à tous les éleveurs des cantons en ZES de participer à tout projet de méthanisation avec traitement des digestats se montant dans leur entourage, selon des modalités à définir. Cela serait d'autant plus logique que cela minimiserait les coûts logistiques d'approvisionnement des projets de méthanisation concernés.

### III. METHANISER POUR DECARBONER L'ENERGIE

La méthanisation permet de générer de l'énergie, sous forme de chaleur et d'électricité ou de méthane injecté dans les réseaux de transport ou de distribution de gaz naturel. Ce faisant, cette voie de production d'énergie peut contribuer à décarboner notre mix énergétique puisque la combustion du biogaz ne fait que relâcher du carbone initialement capté par de la matière organique dans un cycle court, et non pas du carbone fossile. Les seuls rejets fossiles imputables à la méthanisation sont dus aux transports de matières entrantes et sortantes tant que les véhicules concernés roulent avec des carburants non décarbonés, à la production d'engrais éventuellement utilisés pour les cultures énergétiques dédiées et intermédiaires, à l'alimentation électrique de l'installation et au chauffage des digesteurs, **bien que l'énergie produite par l'installation puisse justement être partiellement autoconsommée pour satisfaire ces deux postes de consommation.**

Autre point important à porter au crédit de la méthanisation : une meilleure gestion de matières organiques qui entraîne une réduction des émissions non contrôlées de méthane, gaz dont le pouvoir de réchauffement planétaire est 28 fois plus important que celui du CO<sub>2</sub>. Les postes d'émission les plus importants ont lieu en condition anaérobie (absence d'oxygène) et concernent les déchets enfouis en ISDND, les boues de stations d'épuration et les déjections d'élevage. En assurant un stockage sous couverture de ces matières et la récupération du méthane émis, la filière méthanisation permet de minimiser les rejets non contrôlés.

Nous allons voir que pour chaque vecteur énergétique étudié (gaz, électricité, chaleur), pour chaque usage final (mobilité, chauffage, consommation d'appareils électriques) la pertinence de la filière méthanisation doit être questionnée au regard des autres filières d'énergie renouvelable existantes pour ce vecteur ou cet usage.

#### A. Production d'électricité décarbonée, mieux vaut miser sur l'éolien

Afin de quantifier les impacts environnementaux de l'installation d'un méthaniseur au cœur d'un territoire, l'utilisation de l'analyse du cycle de vie (ACV) permet de disposer d'un outil fiable et rigoureux impliquant la prise en compte de l'ensemble des entrants et sortants du système étudié ainsi que des différentes phases du cycle de vie de ce système, pour évaluer les impacts globaux (réchauffement climatique, destruction de la couche d'ozone), régionaux (acidification, eutrophisation) et locaux (impacts toxicologiques et écotoxicologiques) potentiels associés à ces flux de matière et d'énergie.

L'ACV se base sur des données primaires propres au système considéré, ainsi que sur des données secondaires issues de bases de données, et est spécifique à chaque projet. Il peut être judicieux de conditionner le soutien public aux conclusions d'une ACV préalable à l'installation d'une unité de méthanisation : en fonction de la géographie du territoire, de la qualité des matières premières, des transports de matières à effectuer, une ACV pourra être plus ou moins avantageuse pour un projet de méthanisation. De manière plus générale, la variabilité des résultats des ACV dépend notamment des intrants (pouvoir méthanogène, distance d'approvisionnement, etc.), de l'année de production du système, de la méthode d'évaluation des impacts utilisée, de la provenance des équipements (par exemple un panneau photovoltaïque fabriqué en Chine n'aura pas la même ACV qu'un panneau fabriqué en France en raison du coût en CO<sub>2</sub> du transport), ou encore de la méthode de production d'électricité (lorsqu'il s'agit de co-génération, une imputation des impacts environnementaux globaux est faite soit à la chaleur soit à l'électricité, de façon empirique).

L'électricité est toujours produite à partir d'une énergie primaire (fossile ou renouvelable) ; afin d'estimer le contenu en équivalent carbone et les divers impacts environnementaux de la production d'un kWh, il faut donc prendre en compte les impacts de la mise à disposition de l'énergie primaire, ceux de la production d'électricité en elle-même (combustion par exemple), ceux engendrés par la construction des installations, et enfin les pertes. A titre de comparaison entre les différentes filières de production d'électricité, le Centre Universitaire de Recherche sur le Cycle de vie des produits,

procédés et services (CIRAIG) s'est livré à une étude bibliographique<sup>50</sup> aboutissant au tableau de comparaison ci-dessous ; les valeurs indiquées sont les médianes des valeurs proposées dans les différentes études, et ne sont représentatives que dans les ordres de grandeur qu'elles fournissent.

	changement climatique	destruction couche ozone	acidification	eutrophisation	toxicité humaine	épuisement des ressources
	g. éq. CO2/kWh	microg éq. CFC-	g éq. SO2/kWh	mg éq. PO4/kWh	g éq. 1,4 DB/kWh	MJ d'E non ENR/kWh
<b>Biogaz</b>	247	8	1,7	301	29	0,001
<b>Biomasse</b>	88		0,7	125	30	0,31
<b>Charbon</b>	879	6	2,2	525	106	13
<b>Eolienne</b>	14	0,7	0,054	11	52	0,21
<b>Fioul</b>	878	107	6,3	412	65	11
<b>gaz naturel</b>	620	61	1	102	5	9
<b>géothermique</b>	45		0,4	57		0,74
<b>hydroélectricité</b>	5	0,23	0,013	6	8	0,04
<b>Nucléaire</b>	8	19	0,047	14	71	0,11
<b>solaire PV</b>	64	13	0,3	198	64	0,87
<b>solaire thermique</b>	31	7	0,4	37	88	0,43

Tableau 8 - Comparaison des filières de production d'électricité pour 6 indicateurs (Echelles de couleurs propres à chaque indicateur)

Il ressort de cette comparaison que la production d'électricité à partir de biogaz est une ENR intéressante d'un point de vue environnemental, mais d'autres ENR présentent un meilleur bilan : il faut notamment considérer le cas des éoliennes qui, bien qu'intermittentes, présentent un bilan global meilleur que celui de la méthanisation à tous points de vue (sauf toxicité humaines à cause des terres rares contenues dans les aimants permanents des générateurs), et qui produisent une électricité moins chère que celle issue de la combustion de biogaz : 85€ /MWh pour le tarif d'achat de l'électricité éolienne terrestre contre 86 à 212€ /MWh pour celle issue du biogaz<sup>51</sup>. En réalité la meilleure des ENR est l'hydroélectricité de grands ouvrages notamment montagnards, en terme de bilan ACV comme de coût, mais le potentiel de production à l'échelle du pays est déjà largement exploité.

Par ailleurs il demeure une grande sensibilité des résultats à la nature des intrants du méthaniseur. Par exemple, lorsque les intrants sont constitués majoritairement de cultures énergétiques dédiées, cela fait grandement croître l'indicateur « eutrophisation » puisque l'on dédie des surfaces arables à la méthanisation. D'ailleurs, le bilan gaz à effet de serre peut également être dégradé en cas de méthanisation de cultures dédiées si l'on prend en compte les phénomènes de changements d'affectation indirects des sols (plus de détail dans la partie sur les biocarburants).

Si le méthaniseur ou les fosses de stockage sont par ailleurs mal isolés, les fuites de méthane émises vers l'atmosphère auront un fort impact sur l'indicateur changement climatique : il est donc capital de s'assurer que ces deux critères (étanchéité du méthaniseur et étanchéité des fosses de stockage) sont bien respectés, afin que la méthanisation n'ait pas de conséquences néfastes sur le changement climatique ; de même, il convient de limiter le transport de matières, fortement émetteur de GES (à moins, par exemple, d'utiliser des véhicules fonctionnant au bioGNV).

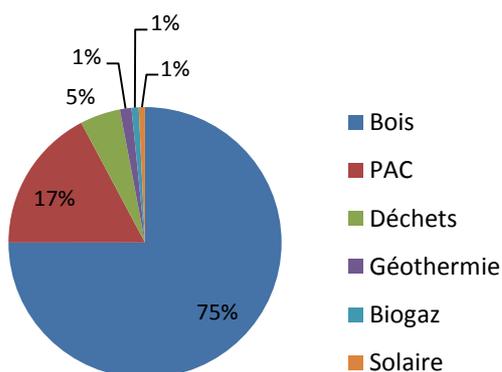
Ces données sont à adapter en fonction des territoires : le territoire d'implantation d'un méthaniseur n'a pas forcément accès aux sources d'énergie renouvelables que sont l'eau, le soleil ou la géothermie par exemple ; la méthanisation s'imposera alors comme la meilleure ENR disponible.

<sup>50</sup> Rapport technique : Comparaison des filières de production d'électricité et des bouquets d'énergie électrique, CIRAIG, Novembre 2014

<sup>51</sup> <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Les-tarifs-d-achat-de-l-12195.html>

## B. Production de chaleur renouvelable, mieux vaut miser sur les Pompes à Chaleur

La consommation du secteur résidentiel et tertiaire est à l'origine du principal poste de consommation énergétique en France : 800 TWh sur un total de 1800 TWh annuels d'énergie finale en 2012<sup>52</sup>. Or 75% de cette consommation d'énergie se fait pour un usage chauffage, eau chaude sanitaire et cuisson, soit 600TWh). Logiquement ce secteur constitue un enjeu majeur pour les objectifs que la France poursuit dans sa politique de transition énergétique. L'Ademe estime que les actions en faveur de l'isolation et la rénovation des bâtiments existants permettront une économie de l'ordre de 136 TWh à l'horizon 2030<sup>53</sup>.



58 % de l'énergie utilisée pour le chauffage en résidentiel est d'origine fossile<sup>54</sup>. Le reste provient de l'électricité et d'énergies renouvelables non électriques (100 TWh à ce jour). Pour étudier les alternatives à la méthanisation pour produire de la chaleur décarbonée, nous allons nous concentrer sur ces énergies renouvelables non électriques servant au chauffage résidentiel. 75 % proviennent du bois énergie. 17 % sont produits par des pompes à chaleur. Les autres formes d'énergie sont faibles ou marginales, parmi lesquelles, le biogaz concourt à hauteur de 1 %. Dans ce contexte, le biogaz est-il une énergie adaptée pour décarboner la production de chaleur en France ? Quelles sont les solutions alternatives ?

Figure 17 - Répartition des énergies renouvelables non électrique pour la production de chaleur dans le résidentiel

**Le solaire thermique.** Il équipe essentiellement le logement individuel pour le chauffage de l'eau chaude sanitaire. La production annuelle est marginale aujourd'hui : 0,74 TWh/an. Le potentiel estimé par l'ADEME est de **5,87** TWh/an. Toutefois, si les nouvelles surfaces installées annuellement ont augmenté jusqu'en 2008, elles décroissent désormais.

Sans entrer dans une analyse des coûts, particulièrement complexe ici car elle dépend fortement du climat et de la configuration technique idoine, il est possible de fixer les ordres de grandeur suivants. Une famille de 4 personnes consacre environ 1,1 MWh/an à la production de son eau chaude. L'installation d'un chauffe-eau solaire est onéreuse (4 000 à 6 000 €HT). Les projets individuels sont donc soutenus par plusieurs mécanismes : le crédit d'impôts (30 % des dépenses) et l'aide de la région sont les plus déterminants. L'aide globale varie entre 30 % et 75 % des dépenses globales (achat, pose). Ce qui assure un retour sur investissement entre 10 et 15 ans selon les cas (correspondant à un horizon permettant de susciter l'investissement)<sup>55</sup>.

Ainsi l'aide accordée pour l'équipement d'un foyer de 4 personnes varie entre 2 000 à 3 000 €. On peut comparer ce chiffre à la production de la même quantité d'eau chaude sanitaire par une chaudière à gaz (avec un rendement de 0,9), consommant 100 % de bio-méthane qui bénéficie d'une aide de 75 €/MWh à l'achat : soit  $1,1 / 0,9 \times 75 = 92$  € par an d'aide publique.

Ainsi, l'aide publique accordée à l'installation d'un chauffe-eau solaire est équivalente au soutien via la CSPG de la production du bio-méthane nécessaire à la production de la même quantité d'eau chaude sur une durée variant entre 22 et 33 ans.

<sup>52</sup> Chiffres clés de l'énergie, Commissariat au développement durable, édition 2013

<sup>53</sup> Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2030-2050, ADEME, juin 2013

<sup>54</sup> Chiffres clés Bâtiment, ADEME, édition 2013

<sup>55</sup> [www.quelleenergie.fr](http://www.quelleenergie.fr) – [www.les-energies-renouvelables.eu](http://www.les-energies-renouvelables.eu) – Le chauffage et l'eau chaude solaire, ADEME, mars 2011

**La géothermie.** Il n'est question ici que de géothermie directe. On ne parle pas de la géothermie très basse énergie, qui s'appuie sur une combinaison avec une pompe à chaleur. De même, bien que quelques projets se développent, la géothermie à haute énergie ne semble pas devoir peser significativement sur la production d'énergie française.

La géothermie directe apporte actuellement 1,4 TWh/an. L'essentiel de cette production est issue du réservoir profond du Dogger en Ile de France. Les investissements de forage et les techniques d'exploitation des puits imposent des projets de grande taille, rentabilisables via des réseaux de chaleur, sur de grandes échelles de temps. Toutefois, sur la base d'un retour d'expérience capitalisé sur 40 ans d'exploitation, l'ADEME et le BRGM estiment que cette ressource pourrait être exploitée en Aquitaine ainsi qu'au sud d'Orléans et de Metz pour atteindre **5,8 TWh/an**. Cette alternative au biométhane est secondaire en terme de volume et figée dans des contraintes techniques qui ne mettent pas réellement ces 2 filières en compétition. Il faut cependant souligner que les configurations techniques permettant de tirer parti des ressources géothermiques sont de plus en plus nombreuses. Le développement de cette filière suggère des potentialités difficiles à estimer aujourd'hui (en particulier en cas de couplage avec une pompe à chaleur).

**Les déchets.** La production de chaleur est issue de l'énergie récupérée sur les incinérateurs d'ordures ménagères. Elle s'élève à environ 5,8 TWh actuellement en France. Cette filière n'offre pas de perspective de croissance car les efforts portés sur l'amont du traitement des déchets font tendanciellement baisser les volumes à incinérer. Par ailleurs l'acceptation sociétale n'est pas favorable à la création de nouvelles unités d'incinérateurs. Enfin, les équipements en place sont déjà largement dotés de chaudières de récupération de chaleur.

**Le bois** est l'énergie la moins chère du marché : entre 30 et 60 €/MWh (PCI) selon sa forme, sa qualité et la région. Le rendement énergétique du dispositif de combustion est très variable en fonction du concept et de son optimisation. Les foyers fermés offrent un rendement compris entre 60 et 90% (supérieur encore pour les chaudières collectives). Le bois est donc une solution intéressante pour le logement individuel ou le chauffage collectif (en particulier pour les réseaux de chaleur). Le taux de prélèvement sur les ressources forestières est actuellement de 48 %. L'Ademe estime qu'un taux de prélèvement porté à 75 % est un objectif atteignable en 2030. Ce qui constitue un potentiel énergétique de **130 TWh** pour le chauffage résidentiel tertiaire.

Enfin, la **Pompe à Chaleur** (PAC). La PAC n'est pas totalement une énergie renouvelable : son compresseur fonctionne en général à l'électricité. Cependant le cycle thermodynamique permet de récupérer les calories présentes dans la source froide (fréquemment l'atmosphère ou l'eau souterraine) pour les restituer à la source chaude (le logement). La PAC récupère environ 3 fois plus d'énergie qu'elle n'en consomme (c'est le coefficient de performance - COP). Globalement le bilan est donc positif et repose essentiellement sur une énergie disponible et renouvelable. L'amélioration de la technique a permis une augmentation du coefficient de performance qui pourrait tendre vers 4 vers 2030.

La pompe à chaleur peut être une solution pour le chauffage collectif. C'est aussi une solution pour le logement individuel. Elle est particulièrement intéressante pour le logement neuf qui prévoit alors la surface de radiation en conséquence. L'adaptation du logement existant peut être plus délicate. Actuellement le chauffage fossile dans le logement individuel pèse 178 TWh/an.

Combien coûterait la production de 9,2 TWh de chaleur par PAC ? Ce chiffre est pris en référence car c'est le volume de biométhane qui pourrait être injecté dans le réseau en 2030, moyennant une aide de 7,8 Md€ (globale sur 15 ans), selon le scénario Green Gas Grid et nos propres calculs (voir partie IV.A.4), et ainsi être une alternative à la production décarbonée de la chaleur résidentielle.

Le chauffage d'un logement individuel consomme un peu moins de 20MWh/an. Pour faire l'économie carbone équivalente à 9,2 TWh, il faut donc équiper 474 000 logements (soit 3 % des logements individuels – ce qui n'est pas irréaliste). L'investissement s'élève alors à 7,1 Md€ (le prix moyen de la PAC installée étant de 15 000 €). Par ailleurs, le différentiel de prix entre le chauffage fossile (avec le mix moyen actuel et les prix de vente en vigueur) et le chauffage PAC (avec un coefficient de performance de 3,5) est de 38 €/MWh (voir Annexe I). En supposant un taux de pénétration progressif des PAC d'ici 2030, l'économie réalisée sur la consommation d'énergie est de 2,6 Md€. Le coût de l'investissement est donc ramené en 2030 à 7,1-2,6=4,5 Md€. Si cet investissement est totalement

pris en charge par une aide publique, on fait encore une économie de 3,3 Md€ sur les 7,8 prévus pour soutenir l'injection de bio-méthane, et ce pour une économie carbone plus intéressante car les PAC ne seront pas alors en fin de vie et continueront de produire leur avantages économiques et environnementaux.

**En résumé :** le bio-méthane injecté et les autres modes de production de chaleur renouvelable dans le secteur résidentiel et tertiaire ne se positionnent pas en solutions alternatives dans la mesure où aucune des options ne répond à l'enjeu (385 TWh). Tout au plus, contribuent-elles à la décarbonation de la chaleur pour une quote-part allant de 1,5 % à 34 %, atteignant un cumul d'environ 50 %. Parmi ces solutions, le bois est incontestablement la plus stratégique. C'est la filière qui pèse le plus sur l'enjeu de décarbonation. Des politiques publiques seront vraisemblablement nécessaires pour atteindre le taux de prélèvement escompté mais elles seront peu onéreuses pour une énergie qui restera relativement bon marché. L'option de deuxième ordre repose sur les pompes à chaleur. Les aides financières publiques ciblées sur les PAC sont presque deux fois plus efficaces que celles allouées à la méthanisation agricole (avec injection gaz dans le réseau) en terme de gaz à effet de serre économisé ramené au coût de la politique de soutien à la filière.

## C. Production de gaz naturel renouvelable : enjeux et alternatives

Aujourd'hui, mis à part les 8 installations<sup>56</sup> de méthanisation injectant déjà dans notre réseau de gaz, rien ne permet de décarboner notre gaz naturel, qui est très majoritairement importé : 40% de notre gaz venait de Norvège en 2013, 20% de Russie, 16% des Pays-Bas. Ce gaz est essentiellement utilisé pour chauffer des locaux résidentiels et commerciaux, mais il est également utilisé en matière première à des fins industrielles, notamment dans les industries chimiques et pétrochimiques pour la production d'hydrogène, de méthanol, d'ammoniac.

L'enjeu de la décarbonation du gaz naturel est susceptible d'intéresser les fournisseurs de gaz naturel à plusieurs titres. Tout d'abord parce que le principal usage du gaz, à savoir le chauffage, est en concurrence directe avec le chauffage électrique qui lui est fondamentalement plus décarboné grâce à l'énergie nucléaire, et qui continuera de l'être avec la part croissante des énergies renouvelables dans le mix électrique. Bien sûr, le chauffage électrique coûte plus cher que le chauffage au gaz (autour de 140€/MWh incluant le coût d'abonnement pour l'électricité contre 65- 70€/MWh pour le tarif gaz règlementé incluant le coût d'abonnement), mais justement la hausse récente du prix de l'électricité doit beaucoup aux tarifs d'achats d'électricité renouvelable, et certains estiment que tous les vecteurs énergétiques devraient être taxés pour financer la transition énergétique dans le mix électrique, *y compris le gaz*, comme les récentes propositions de loi nous le rappellent. En acceptant de renchérir le prix du gaz pour financer l'incorporation de biométhane dans le gaz naturel, les acteurs du gaz espèrent éviter d'avoir à financer la transition électrique.

La méthanisation est aujourd'hui la seule méthode mature permettant de produire du « gaz vert » de manière industrielle, mais des alternatives pourraient apparaître à moyen / long terme : gazéification de matières ligneuses, power to gas (utilisation d'électricité pour hydrolyser de l'eau et récupérer du dihydrogène injectable à faible dose dans les réseaux ou pouvant être transformé en méthane), production de biométhane par des micro-algues (bien que les experts estiment que les micro-algues seront en priorité utilisées pour synthétiser des molécules à haute valeur ajoutée).

Au sein de la branche méthanisation, l'arbitrage pour un porteur de projet entre cogénération et épuration / injection pour valoriser son biogaz va essentiellement dépendre de trois paramètres : la taille du projet (les petits projets ne peuvent pas couvrir les frais fixes supplémentaires pour l'injection), l'existence de débouchés pour la chaleur issue de cogénération notamment l'été, et dans le cas contraire, la proximité d'un réseau de distribution de gaz naturel (ou de transport pour un gros projet). Il faut bien noter que l'injection dans le réseau de distribution de gaz peut également se heurter à une absence de débouchés l'été dans la mesure où le réseau de gaz est unidirectionnel contrairement au réseau électrique. Cependant le débouché est en général plus facile à trouver pour le biométhane que pour la chaleur cogénérée à partir du moment où l'injection biométhane bénéficie d'un réseau déjà en

<sup>56</sup> [www.injectionbiomethane.fr](http://www.injectionbiomethane.fr), fin mars 2015

place alimentant de nombreuses habitations et industries, contrairement au réseau de chaleur qu'il faut construire pour environ 200€ le mètre linéaire de canalisations<sup>57</sup>.

Du point de vue sociétal, la préférence à apporter à l'une ou l'autre de la cogénération et de l'injection n'est pas évidente à trancher. Le rendement énergie finale produite et valorisée sur énergie primaire est en général favorable à l'injection de biométhane car le débouché chaleur est rarement assuré à 100% de la chaleur générée tout au long de l'année. Mais d'un autre côté la génération d'électricité permet d'alimenter tous types d'appareils électriques tandis que le biométhane injecté sert essentiellement à faire du chauffage (y compris en cuisine) et en tant que matière première pour certains procédés industriels. Enfin du point de vue des émissions de CO2 évitées, tout dépend du point de vue adopté : si l'on considère que l'électricité générée par combustion de biogaz vient se substituer à de l'électricité telle que présente dans le mix français actuel, essentiellement nucléaire, alors elle sera plus carbonée (colonne (A) du tableau 9 c. 148g eq. CO2 par kWh<sup>58</sup> électrique contre c. 45 pour le mix français<sup>59</sup>), et l'avantage sera très nettement à l'injection de biométhane qui viendra remplacer le gaz naturel fossile (colonne (D), c. 70g eq. CO2 par kWh thermique contre c. 235g eq CO2 pour du gaz naturel<sup>60</sup>). Si en revanche on considère que l'électricité générée permet d'éviter d'ouvrir de nouvelles centrales au gaz naturel pour compenser les fermetures de centrales nucléaires et l'intermittence des ENR classiques, alors il faut considérer que l'électricité issue du biogaz se substitue à de l'électricité générée par combustion de gaz fossile (colonne (B), 620g eq. CO2 par kWh électrique<sup>61</sup>). Dans ce dernier cas, le bilan CO2 de la cogénération est meilleur que celui de l'injection biométhane, et il sera encore meilleur si la chaleur est valorisée et permet de remplacer du chauffage au gaz fossile (colonne (C), 235g eq CO2 évités par kWh substitué).

Projet 1MWe équivalent	Cogénération – électricité mix historique (A)	Cogénération – électricité gaz naturel (B)	Cogénération – chaleur valorisée à 100% (C)	Injection biométhane (D)
CO2 évité par substitution énergétique	342 t	4 712 t	1 621 t	3 769 t
CO2 généré par le projet	1 127 t			

Tableau 9 - - Bilan carbone de projets de méthanisation de 1MWe équivalent

Dernière remarque : les chiffres ci-dessous sont issus d'une modélisation de projets de méthanisation développée en interne, et considérant que l'énergie nécessaire au fonctionnement de l'installation (essentiellement le chauffage des digesteurs) est autoconsommée à partir de la chaleur / du gaz produit. Cela permet d'améliorer le bilan carbone des installations de méthanisation mais il faut citer que cette pratique n'est pas toujours en place. D'ailleurs la consommation électrique de l'installation (certes plus marginale, essentiellement pour pomper et brasser les matières dans les digesteurs) ne peut par définition être couverte que par les projets de cogénération.

#### Alternative à la méthanisation : la gazéification

Pour fabriquer du méthane « artificiel » issu de matière organique, la méthanisation n'est pas la seule solution technologique. En effet, il est également possible de *gazéifier* une certaine part de la biomasse afin d'obtenir la même molécule, au prix d'un traitement un peu plus poussé. Cette technologie ne vise pas exactement les mêmes intrants que la méthanisation, et ne repose pas sur l'action de micro-organismes. Concrètement il s'agit de faire subir une *pyrolyse* en atmosphère pauvre en oxygène à de la matière organique relativement sèche (bois, paille et résidus de culture, mais excluant les effluents d'élevage par exemple), pour en faire se volatiliser une partie sous l'action de la chaleur (600 – 1800°C). On obtient alors un gaz pauvre, le *syngaz* contenant différents composés

<sup>57</sup> Expertise de la rentabilité des projets de méthanisation rurale, ADEME, février 2010

<sup>58</sup> Analyse du Cycle de Vie du biogaz issu de cultures énergétiques, ADEME 2011, après corrections à la baisse dues au fait que l'étude ADEME ne suppose pas d'autoconsommation pour satisfaire aux besoins énergétiques de l'installation - on a retenu la valeur de 70g eq CO<sub>2</sub> par MWh de biométhane injecté, ce qui avec les hypothèses de notre modèle équivaut à 148g eq CO<sub>2</sub> par MWh électrique en cogénération, soit significativement moins que les 247g proposés dans le tableau 8.

<sup>59</sup> Rapport technique : Comparaison des filières de production d'électricité et des bouquets d'énergie électrique, CIRAI, Novembre 2014 + composition du mix électrique français, Wikipédia

<sup>60</sup> Article CO<sub>2</sub>, Wikipédia, issu du bilan carbone de l'ADEME

<sup>61</sup> Rapport technique : Comparaison des filières de production d'électricité et des bouquets d'énergie électrique, CIRAI, Novembre 2014

chimiques : eau, monoxyde de carbone (CO), dihydrogène (H<sub>2</sub>), dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), méthane (CH<sub>4</sub>) et goudrons. Le reste de la matière restant à l'état solide, le *char*, contient essentiellement du carbone. Ce *char* est en parallèle soumis à une combustion incomplète, permettant de fournir la chaleur nécessaire à la pyrolyse. Tout l'enjeu de la gazéification est de réussir à fournir de l'oxygène (en défaut cependant) pour la combustion du char sans que l'oxygène ne soit consommé au niveau de l'étape de pyrolyse et n'aboutissent à la combustion du *syngaz*. Pour ce faire, il existe plusieurs grandes familles de traitement, dont les principales sont présentées sur la figure 18.

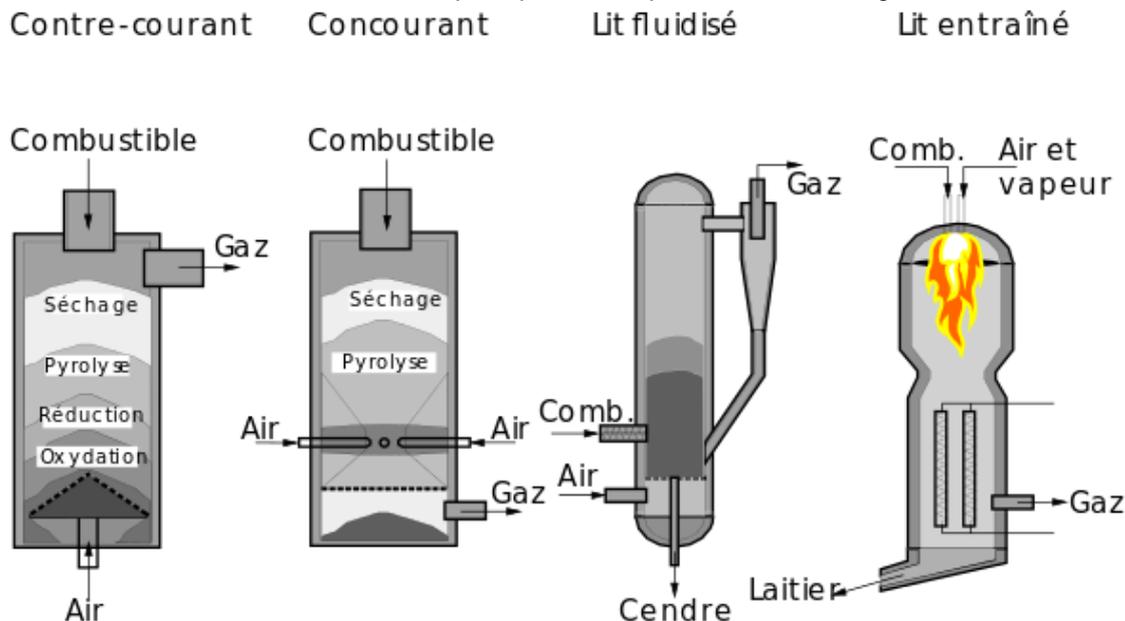


Figure 18 - Différents type de réacteurs de gazéification

Une fois ce *syngaz* obtenu, il contient beaucoup trop d'impuretés pour être valorisé tel quel. Il contient d'ailleurs peu de méthane, et surtout du H<sub>2</sub> + CO. On va donc lui faire subir une étape de *méthanation*, mais cette étape utilisant un catalyseur (souvent du nickel) ne tolère pas la présence notamment de goudrons, et il est donc nécessaire de faire précéder cette étape par une étape de *lavage - épuration*, notamment par adsorption. Après la méthanation enfin le gaz contient toujours beaucoup d'eau et de dioxyde de carbone, et il faut lui faire subir une nouvelle étape de *purification* semblable à l'épuration du biogaz issu de méthanisation avant injection dans le réseau sous forme de biométhane.

	Sortie Gazéifieur	Sortie lavage	Sortie Réacteur de Méthanation	SNG
H <sub>2</sub>	29,00%	39,00%	5,50%	6,90%
CO	16,00%	21,00%	0,50%	0,10%
CO <sub>2</sub>	15,00%	20,00%	22,00%	2,50%
CH <sub>4</sub>	7,00%	9,00%	39,50%	90,50%
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	2,00%	3,00%	0,00%	0,00%
H <sub>2</sub> O	30,00%	8,00%	32,50%	0,00%
Goudrons	1,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tableau 10 - Exemple de composition du gaz de synthèse à différentes étapes du procédé de production de biométhane par gazéification

Cette technologie qui ne dispose encore que de quelques projets pilotes<sup>62</sup> est moins mature que la méthanisation, et présente en apparence des rendements de transformation du pouvoir calorifique inférieur (PCI) des

matières gazéifiées en énergie finale sous forme biométhane relativement bas du fait des nombreuses étapes de traitement du *syngaz* (56%<sup>63</sup> contre environ 77% pour une installation de méthanisation injectant du biométhane en comptant l'autoconsommation pour chauffer les digesteurs). Cependant il

<sup>62</sup> Pilote GAYA de 500kW en France, pilote de 1MW à Güssing en Autriche et pilote Gobiogas de 20MW en Suède

<sup>63</sup> Biométhane de gazéification, évaluation du potentiel de production en France aux horizons 2020 et 2050, Grdf, Février 2013

faut souligner que le rendement de la méthanisation se base sur le pouvoir *méthanogène* des intrants, qui peut être significativement inférieur au pouvoir *calorifique*. En réalité le rendement de la gazéification est plutôt bon, certes surpassé par celui de la combustion directe des matières, mais permettant de produire du méthane de synthèse qui peut être stocké et consommé à distance. Par exemple en gazéification, le pouvoir calorifique d'une tonne de matière sèche de résidus de maïs est estimé à 4,6MWh<sup>64</sup> quand en méthanisation, son pouvoir méthanogène est estimé à 2,6MWh<sup>65</sup>.

La mention des résidus de culture de maïs est intéressante, car les résidus de culture font partie des intrants valorisables à la fois en méthanisation et en gazéification. De manière plus générale, la gazéification est particulièrement bien adaptée aux matières ligno-cellulosiques, notamment au bois, pour le coup non valorisable en méthanisation. Ainsi dans les études de gisements conjointes de méthanisation et de gazéification, les effluents d'élevage sont attribués à la méthanisation, la ressource bois à la gazéification, et les résidus de culture doivent être partagés entre les deux modes de valorisation. En 2030, Grdf estime<sup>66</sup> ainsi la production d'énergie primaire issue de la gazéification à 52TWh contre 65TWh pour la méthanisation. Mais il faut souligner que ces estimations sont assez optimistes pour la méthanisation (le scénario Green Gas Grid dont nous reparlerons chiffre plutôt cette production primaire de 30 à 60 TWh). Quant à la gazéification, cela revient à mobiliser 22% du gisement brut de bois du pays<sup>67</sup>, sachant que le bois est la seule ressource sur laquelle la gazéification peut massivement compter. En effet les résidus de culture sont déjà appelés à être mobilisés en méthanisation dans ce scénario, la méthanisation présentant l'avantage du retour au sol des nutriments présents dans les résidus sous forme de digestat (bien que nous ayons vu que le retour au sol sous forme non digérée soit préférable du point de vue des rejets de composés azotés dans l'environnement). Quant aux cultures énergétiques dédiées, aujourd'hui contestées car occupant des terres utilisables pour des cultures alimentaires, elles vont probablement être réservées aux biocarburants de première génération qui offrent un modèle économique relativement correct comparé à la gazéification ou la méthanisation.

Malgré tout, il faut citer que cette technologie est porteuse de grands espoirs notamment en termes de coûts de production estimés, par exemple par le cabinet E-cube, comme inférieurs à ceux de la méthanisation : E-cube estime<sup>68</sup> ainsi que le coût de production de biométhane issu de gazéification de biomasse forestière à environ 70€/MWh contre au moins 80€/MWh pour de grands projets de méthanisation agricole centralisée et de 100 à 160€/MWh pour des projets à la ferme dans de petites unités agricoles.

#### Alternative au gaz décarboné usage chauffage : l'électricité et la chaleur décarbonée :

Alors que l'on parle de la méthanisation, de la gazéification pour produire du gaz décarboné, il convient de rappeler que le principal usage du gaz est l'usage chauffage, usage pouvant être satisfait par de la chaleur décarbonée ou de l'électricité décarbonée, grâce aux modes de production cités dans les parties précédentes. Cependant dans le cas de la substitution du gaz par l'électricité décarbonée, il faut bien observer que le coût de production au MWh d'électricité décarbonée renouvelable est en général important : en excluant la production hydroélectrique dont le potentiel français est déjà largement exploité, la plus prometteuse et la moins chère des ENR électriques est l'éolien terrestre, dont le tarif d'achat est tout de même de 85€/MWh. Ce n'est pas significativement inférieur au coût de production du MWh de biométhane gazéifié ou méthanisé, sachant que le biométhane **est stockable** et sa production **contrôlée et prévisible**, tout le contraire de l'électricité éolienne. Mais si l'on met en balance le fait que de l'électricité renouvelable peut être utilisée pour faire tourner des pompes à chaleur au rendement particulièrement intéressant, alors on se rend compte que dans une logique purement axée sur le développement du chauffage renouvelable, l'injection de biométhane n'est probablement pas la moins chère des solutions.

<sup>64</sup> Biométhane de gazéification, évaluation du potentiel de production en France aux horizons 2020 et 2050, Grdf, Février 2013

<sup>65</sup> Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation, ADEME et Solagro 2013

<sup>66</sup> Scénario Facteur 4, Grdf, Avril 2013

<sup>67</sup> Biométhane de gazéification, évaluation du potentiel de production en France aux horizons 2020 et 2050, Grdf, Février 2013

<sup>68</sup> Vers un système gazier 100% décarboné, E-cube, juillet 2013

## D. Le Bio-GNV : la possibilité d'une mobilité décarbonée

La France consacre 37 % de son énergie primaire fossile à la mobilité (soit 582 TWh). Ce qui constitue le plus gros poste de consommation fossile. La décarbonation du mix énergétique français passe donc nécessairement par une évolution de sa mobilité. Trois solutions peuvent être considérées à ce jour : le véhicule électrique, le véhicule thermique biocarburant et le véhicule thermique bio-méthane.

### 1. Le véhicule électrique, une partie seulement de la solution mobilité propre

La multiplication des bornes de recharge pour véhicules électriques, sur les parkings des entreprises ou bien dans les centre-ville pour des flottes dédiées montre l'engouement pour le véhicule électrique. Cet engouement est entretenu par des politiques publiques incitant à l'achat d'un véhicule électrique : depuis 2009, l'Etat a multiplié les initiatives en faveur du véhicule électrique au travers du plan national pour le développement du véhicule électrique en 2009 (750 M€ dans le cadre du Grand Emprunt, 250 M€ de prêts bonifiés dans le cadre du Pacte Automobile)), au travers aussi de la signature d'une charte avec certaines collectivités territoriales (Bordeaux, Grenoble, Rennes, Nice, Angoulême, Pays d'Aix en Provence, Orléans, Paris, Rouen, Strasbourg, le Havre, le Grand Nancy) pour que celles-ci s'engagent à s'équiper d'infrastructures de recharge pour véhicules électriques, charte dont les dispositions ont été renforcées par la loi Grenelle II donnant aux communes et collectivités la compétence pour l'équipement en infrastructures de réseau pour le cas où l'offre privée serait insuffisante. Ces mesures se sont poursuivies ensuite, en 2012, par un nouveau plan de soutien à la filière automobile et l'augmentation du bonus accordé aux véhicules électriques passant de 5 000€ à 7 000€ ; en octobre 2012, la mission Hirtzmann a fait débloquer une enveloppe de 50 M€ pour le déploiement des infrastructures de recharge ; enfin, depuis janvier 2013, un Appel à Manifestation d'Intérêt de l'ADEME permet de proposer de nouveaux financements aux collectivités de plus de 200 000 habitants lançant des projets d'infrastructures de recharge électrique de plus de 400 k€. Enfin, les véhicules électriques des sociétés sont exonérés de la taxe sur les véhicules de société.

Cet engouement pour le véhicule électrique trouve ses racines dans l'idée que le véhicule électrique est un véhicule « Zéro Emissions » (concept ayant donné son nom à la ZOE de Renault par exemple). Pourtant, il serait trop rapide de conclure que l'absence d'émissions à l'air ou de nuisances sonores sont les preuves que ce slogan est juste : conception des batteries, origine de l'électricité utilisée, recyclage des composants de la voiture sont autant de paramètres qu'il faut analyser pour déterminer la véritable propreté du véhicule électrique ; pour cela, l'analyse du cycle de vie du puits à la roue nous permet de mieux appréhender les impacts environnementaux réels du véhicule électrique.

Les émissions polluantes du véhicule électrique se concentrent sur l'amont (chaîne de production du véhicule ainsi que de l'électricité pour sa propulsion), et sur l'aval (son recyclage). La qualité du mix énergétique est absolument déterminante dans l'impact climatique du véhicule électrique : le même véhicule roulant en France (produisant une électricité plutôt décarbonée grâce au nucléaire) ou en Allemagne (avec un mix énergétique faisant la part belle au charbon) n'aura pas les mêmes impacts en termes d'émissions de CO<sub>2</sub> par kilomètre parcouru : c'est ce que l'on peut voir sur la figure 19 présentant les résultats d'une ACV menée sur la Renault Fluence et qui montre qu'en terme d'impact équivalent CO<sub>2</sub> (2<sup>ème</sup> colonne), une motorisation électrique utilisée en France aura un meilleur impact qu'en cas d'utilisation en Angleterre (mais même en Angleterre l'impact reste meilleur que celui des motorisations essence et diesel).

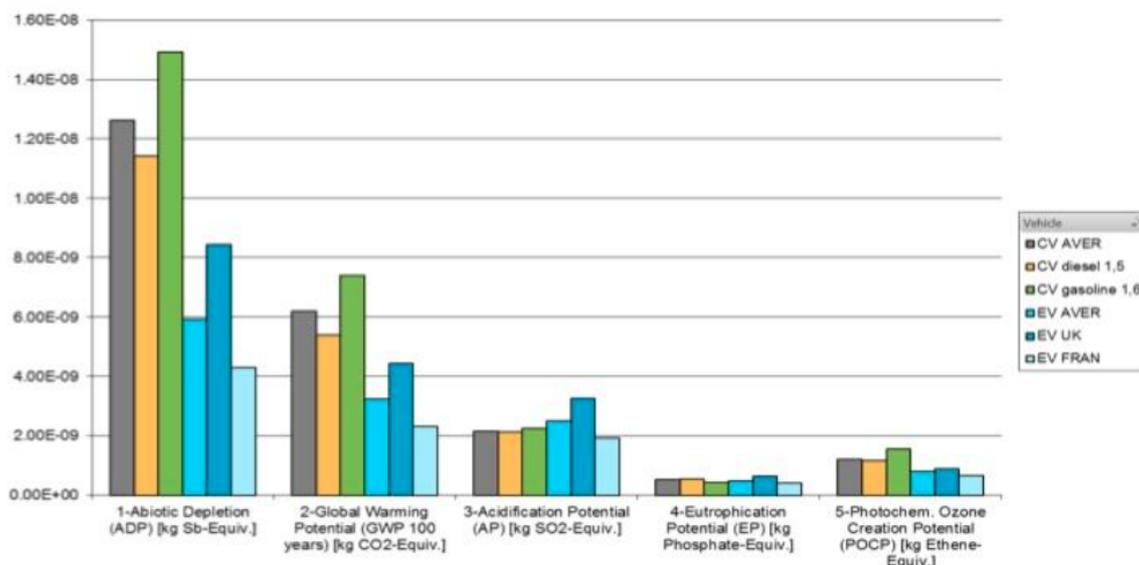


Figure 19 - ACV des différentes motorisations de Renault Fluence

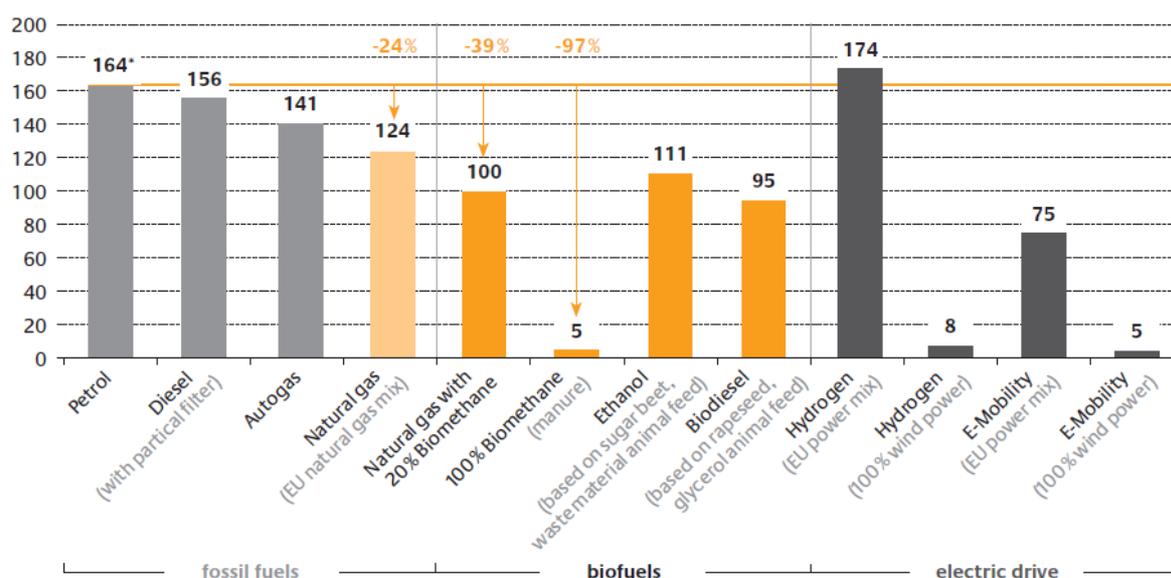
Là où le véhicule électrique présente un bilan environnemental mitigé, c'est dans les autres paramètres de l'analyse de cycle de vie que sont l'acidification et l'eutrophisation : la construction des batteries, hautement consommatrices de terres rares, cuivre et cobalt, ainsi que les difficultés techniques de recyclage de ces batteries en font deux points faibles du bilan environnemental du véhicule électrique.

Il n'est pas aisé de trouver des ACV comparant sur plusieurs critères les véhicules électriques et les véhicules GNV et bio-GNV. Toutefois, une étude<sup>69</sup> de 2007 reprise par l'agence allemande de l'énergie (DENA) et l'IFP a tenté de livrer une comparaison large des émissions de GES de puits à la roue pour différents types de motorisations : voir figure 20. Cette étude estime la réduction d'impact GES du véhicule électrique à -54% par rapport à la référence essence avec le mix électrique moyen européen, et à -97% avec de l'électricité éolienne. A titre de comparaison, la réduction d'impact est également de -97% pour le bioGNV toujours selon cette étude. Cependant ce dernier chiffre peut paraître très optimiste lorsque comparé à d'autres études à l'instar de celles menées par l'ADEME<sup>70</sup>, qui retient pour son scénario de référence une réduction de l'ordre de -55%. Mais cette dernière étude ne suppose pas d'autoconsommation pour chauffer les digesteurs (utilisant donc du gaz fossile), et cette correction faite, la réduction atteint plutôt -70%. Enfin toujours dans l'étude ADEME le mix de référence des méthaniseurs est constitué de 1/3 de maïs (en pouvoir méthanogène) et 2/3 de lisiers. Or l'étude ADEME estime également qu'utiliser du fumier à la place du lisier fait passer la réduction des émissions GES du bioGNV par rapport à l'essence à -90%. Autre piste pour expliquer la différence de bilan bioGNV entre les deux études : il est possible que l'étude CONCAWE et al. prenne en compte les réductions de fuites de méthane lors du stockage du fumier utilisé en méthanisation, ce que l'étude ADEME ne prend pas en compte.

Au final, on pourra retenir que la réduction d'émissions GES de -97% pour un véhicule bioGNV proposée dans la figure 20 correspond probablement à un cas idéal, et il nous semble qu'une réduction de -70% par rapport à l'essence (hors prise en compte des fuites de méthane évitées en cas de méthanisation d'effluents d'élevage) soit une estimation plus prudente. **Mais même avec ce chiffre, le véhicule bioGNV présenterait un meilleur bilan que le véhicule électrique au mix moyen européen.**

<sup>69</sup> CONCAWE et al. *Well-to-wheel analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context, 2007*

<sup>70</sup> *Analyse du Cycle de Vie du biogaz issu de cultures énergétiques, ADEME 2011*

WTW GHG emissions in g CO<sub>2</sub> eq./km

\* reference vehicle: gasoline engine (induction engine), consumption 71 per 100 km

Figure 20 - Emissions de GES du puits à la roue pour différentes motorisations

Au-delà des aspects environnementaux, les questions qui se posent sont celles de l'autonomie du véhicule, du réseau d'avitaillement disponible, du temps de recharge, du prix du carburant, du coût du véhicule. Le tableau ci-dessous résume les grandes caractéristiques de chaque filière véhicule.

	Véhicule électrique (ZOE Renault)	Véhicule au bioGNV FIAT 500L
Emissions au roulage	Aucune émission directe  Très silencieux	Aucune émission directe de GES Peu de NOx, peu de particules fines Peu bruyant
ACV comparative	Emissions carbone au roulage dépendantes du mix électrique Production des batteries fortement consommatrice de cuivre Utilisation et recyclage des batteries cause d'acidification	Aucune émission carbone au roulage
Prix de l'énergie pour 100 km (hors amortissement et entretien)	1,53 € (électricité) + 11,16 € (locations batterie selon une base INSEE de 8500 km/an)	6,91 €
Réseau d'avitaillement	En cours de développement	Très peu développé
Temps de charge	Plusieurs heures	Quelques minutes
Autonomie	Moins de 200km	Plus de 300km / 600km si GNL
Offre de véhicules	VL, bus, utilitaires, 2 roues Peugeot, Citroën, autres constructeurs	Tous types de véhicules Pour les VL : Fiat, Citroën, Opel, Mercedes (marché français)
Coût véhicule		

Tableau 11 - Comparaison véhicules électrique et bioGNV

## 2. Autres alternatives : les biocarburants

On a vu sur la figure 20 que faire rouler des véhicules au gaz naturel, même fossile, présente l'avantage d'améliorer leur bilan GES par rapport aux motorisations essence et diesel. Ceci étant dit, chaque vecteur énergétique présente également des opportunités de décarbonation : bioGNV pour le gaz naturel véhicule, et biocarburants liquides pour les vecteurs essence et diesel. Pour juger de l'intérêt du bioGNV en tant que carburant « propre », il faut examiner en détail les opportunités offertes par les autres biocarburants notamment liquides.

La filière biocarburant liquide, affublée tout d'abord de toutes les vertus, puis de tous les défauts présente finalement un bilan contrasté et plutôt intéressant, mais sans perspective de développement fort.

En application de la directive 2009/28 CE, la mobilité doit s'appuyer sur 10 % d'énergies renouvelables en 2020. A cette fin, la France, comme notamment l'Allemagne, a soutenu la filière agricole et l'industrie agroalimentaire pour le développement des biocarburants liquides, qui permettent selon les filières des taux de mélange avec des carburants fossiles entre 5% (pas de modification moteur) et 85% (modifications nécessaires – exemple du carburant E85 qui n'a finalement pas été soutenu par les pouvoirs publics). Un peu moins de 6 % de la surface agricole utile (SAU) est en France dédiée aux cultures énergétiques pour les biocarburants liquides. Le bilan énergétique est positif, de même que le bilan GES en première approche (réduction de 49 à 90% par rapport à l'essence). Toutefois, ce bilan est critiqué par les ONG qui dénoncent le fait que le changement d'usage des sols ne soit pas pris en compte dans ce bilan.

Les biocarburants doivent en réalité être séparés en plusieurs catégories, dont une seule est véritablement mature aujourd'hui dans le monde : les biocarburants liquides de 1<sup>ère</sup> génération ou *agrocaburants*. Les autres biocarburants, liquides ou non, sont encore en phase de recherche ou en phase pilote. Le bioGNV issu de méthanisation est d'ailleurs probablement le plus avancé de ces biocarburants alternatifs, et il se situe aujourd'hui entre phase pilote et phase commerciale.

On retrouve sur la figure 21 l'ensemble des voies étudiées actuellement de production de carburants à partir de biomasse, ou biocarburants. Les plus matures sont la *conversion enzymatique de 1<sup>ère</sup> génération*, la *trituration*, et dans une moindre mesure la *méthanisation*. La *conversion chimique par gazéification* est à un stade pilote : la technologie est bien éprouvée pour de la conversion de charbon en gaz ou pétrole de synthèse (procédé Fischer-Tropsch) mais utiliser de la biomasse en matière problème rend la transformation plus complexe. D'ailleurs, concernant la pertinence du procédé Fischer-Tropsch, il faut souligner que selon GrDF<sup>71</sup> le biométhane de gazéification offre un rendement énergétique 50% plus élevé que l'association gazéification + Fischer-Tropsch.

La *conversion enzymatique de 2<sup>e</sup> génération* est aussi au stade du pilote, mais encore largement trop chère. Enfin la *liquéfaction hydrothermale* n'en est encore au stade que du laboratoire. Pour regarder les alternatives à la méthanisation en tant que solution de décarbonation des transports, il convient donc de s'attarder sur conversion enzymatique G1 et trituration.

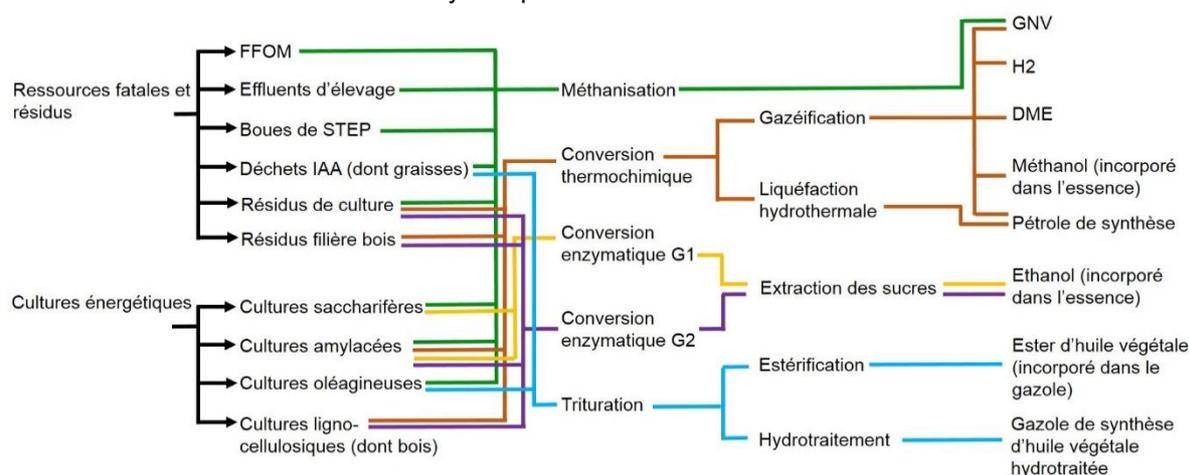


Figure 21 - Les différentes ressources de biomasse et les procédés de transformation à mettre en œuvre pour obtenir des biocarburants liquides et gazeux<sup>72</sup>.

<sup>71</sup> Scénario Facteur 4 GrDF, Synthèse et description des hypothèses, Avril 2013

<sup>72</sup> Etude biogaz Etat des lieux et potentiel du biométhane carburant, GDF Suez, IFP et ADEME, Février 2009

Aujourd'hui, la voie de conversion enzymatique G1 et la trituration sont largement employées pour produire du bioéthanol et du bio-ester d'huile végétale à incorporer respectivement dans l'essence et dans le gazole. En 2009 d'après la Cour des Comptes<sup>73</sup>, 4,9% de la surface agricole utile (SAU) française était utilisée pour produire du bio-ester, très majoritairement à base de colza. Dans le même temps, 0,8% et 0,1% de notre SAU étaient employées pour produire du bioéthanol respectivement à partir de maïs et de blé d'un côté, et de betterave de l'autre. Ces 5,8% de notre SAU consacrés aux biocarburants de 1<sup>ère</sup> génération permettaient toujours en 2009 d'incorporer 5,2% d'éthanol et 6,2% d'ester en PCI dans l'essence et le gazole consommé en France. Ce qui montre bien une première limite des biocarburants de première génération : fournir l'intégralité des carburants consommés en France consommerait l'intégralité de notre surface agricole utile.

Cette production de biocarburant a par ailleurs besoin d'être subventionnée en France (seul le Brésil produisant des biocarburants à partir de canne à sucre peut se targuer de le faire de manière intrinsèquement rentable). La Cour des Comptes a estimé qu'entre 2005 et 2010, la politique de soutien aux biocarburants a généré un surcoût de 0,82Md€ pour le contribuable et de 2,77Md€ pour le consommateur de carburant, et environ 950m€ pour la seule année 2010. Ce surcoût, qui doit être ramené aux 121 TWh de biocarburants produits sur la même période, représente environ 30€/MWh, sachant que le prix de l'essence ou du gazole raffiné **avant taxation** est actuellement d'environ 45€/MWh<sup>74</sup>. Les 600m€ annuels moyens entre 2005 et 2010 peuvent aussi être comparés à notre facture annuelle en produits pétrolier qui oscille entre 30 et 60Md €. Il convient par ailleurs de souligner que d'après la Cour des Comptes reprenant une étude PricewaterhouseCoopers<sup>75</sup>, la filière aurait permis de créer et maintenir 6 emplois tous les 1000 tonnes de biocarburants produits, soit 18 000 emplois en 2011.

Par ailleurs, il convient d'observer que la production de biocarburants n'est pas la seule à être subventionnée : la production agroalimentaire est elle aussi subventionnée en France et en Europe (notamment par la PAC), bien que la tendance soit à la diminution des aides. Toute la question à se poser est alors de savoir quelle utilisation des sols dégage la meilleure valorisation économique du point de vue de la société, donc en l'absence de subventions. Dans ce cas, le bilan des biocarburants n'est pas si mauvais sans être très probant. Regardons par exemple le cas du blé et du maïs utilisés soit en usage alimentaire, soit en production d'éthanol et faisons l'hypothèse que le blé et le maïs éthanol peuvent être valorisés au prix du pétrole brut au prorata de la quantité d'énergie que l'on peut en tirer sous forme éthanol (ce qui revient à supposer que l'extraction d'éthanol de blé et de maïs coûte à peu près autant que le raffinage du pétrole brut ramené à la tonne équivalent pétrole). Alors dans ce cas les figures 22 et 23 montrent que, subventions déduites, la production d'éthanol de blé n'a jamais dégagé plus de valeur à l'hectare de surface agricole employée que le blé alimentaire entre 2000 et 2014, mais que le maïs éthanol a pu être plus intéressant pour la société que la production de maïs alimentaire en 2009 ou 2013.

Globalement, la France n'a donc économiquement pas forcément intérêt à produire des biocarburants de première génération, puisque cette nouvelle activité économique vient en remplacer par occupation des sols une autre, probablement plus rentable, à savoir la production alimentaire. (Attention : nous ne faisons que *comparer* production alimentaire et de biocarburants pour regarder les revenus réels apportés par les cultures à la société en fonction de la valorisation choisie - donc en retranchant les subventions - sachant que les coûts de production sont à peu de choses près les mêmes puisque l'on fait pousser la même culture – du blé et du maïs dans les exemples ci-dessus) Les seuls arguments rationnels visant à continuer à développer malgré tout les biocarburants de 1<sup>ère</sup> génération seraient la recherche d'indépendance énergétique, la volonté de structurer une filière plus rentable que la production alimentaire demain (hausse du prix du pétrole, baisse du coût de transformation en bioéthanol ou bio-ester), et enfin la volonté de décarboner les transports quitte à y mettre le prix (ce que l'on fait aujourd'hui avec les exemptions partielles de TICPE et TGAP sur les biocarburants) face

<sup>73</sup> La politique d'aide aux biocarburants, Cour des Comptes, janvier 2012

<sup>74</sup> Les prix, les marges et la consommation des carburants, IGF et CGEIET, Novembre 2012, prix du baril remplacé par le prix actuel (historiquement bas)

<sup>75</sup> Évaluation des externalités et effets induits économiques, sociaux et environnementaux de la filière biodiesel en France, Version du 2 décembre 2003, PricewaterhouseCoopers

au manque de solutions techniques disponibles pour assurer cette décarbonation. Mais voyons maintenant que ce dernier argument peut être très largement contesté du fait d'un bilan carbone des biocarburants décrié.

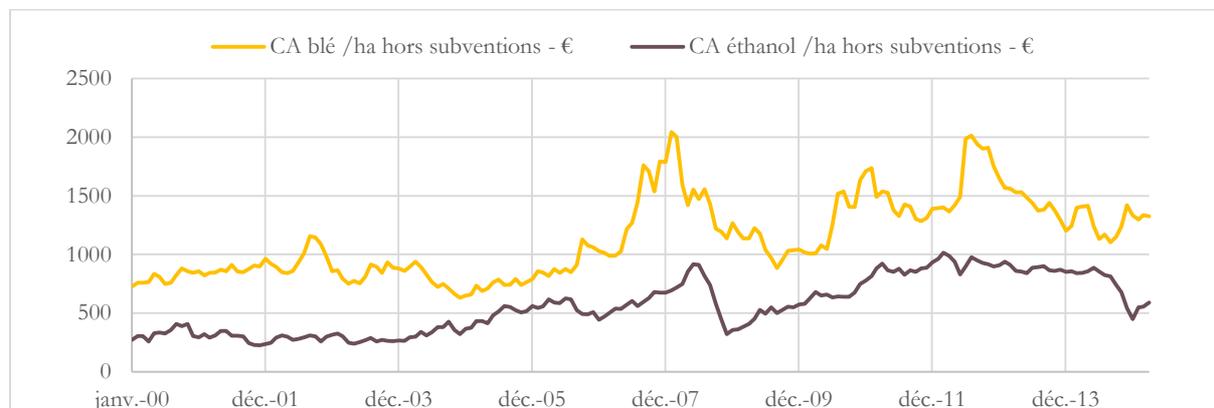


Figure 22 - Comparaison de la valeur de la production à l'hectare de blé alimentaire et bioéthanol. Source prix du blé mondial, du prix du baril de pétrole (Brent) : INSEE. Rendements à l'hectare : la politique d'aide aux biocarburants, Cour des Comptes, 2012

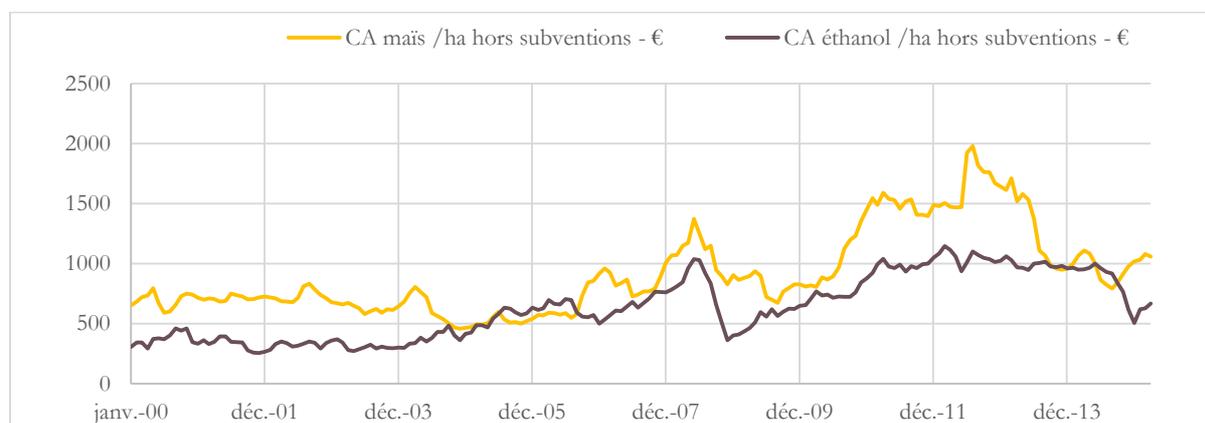


Figure 23 - Comparaison de la valeur de la production à l'hectare de maïs alimentaire et bioéthanol. Source prix du maïs mondial, du prix du baril de pétrole (Brent) : INSEE. Rendements à l'hectare : la politique d'aide aux biocarburants, Cour des Comptes, 2012

En théorie, l'usage de biocarburants plutôt que de carburants fossiles est censé être une bonne chose du point de vue des émissions de CO<sub>2</sub>, si l'on ne prend pas en compte le fait que les cultures de biocarburants peuvent se faire en défrichant des forêts (*Changement d'Affectation des Sols Directs – CASD*, quasi-inexistant en Europe), ou provoquer le défrichement de forêts dans le monde pour compenser la perte de cultures alimentaires entraîné par le développement des biocarburants (*Changement d'Affectation des Sols Indirects – CASI*). Si on néglige ces changements d'affectation des sols, alors la production et la transformation de biocarburants émet un peu plus de CO<sub>2</sub> que pour des carburants fossiles, mais le CO<sub>2</sub> émis pendant la combustion des biocarburants ayant été capté par les plantes pendant leur croissance il n'a pas à être comptabilisé : c'est le **crédit carbone**.

Au final, l'ADEME<sup>76</sup> considère que hors prise en compte des CAS, le bioéthanol réduit les émissions de CO<sub>2</sub> de 24% à 72% par rapport à l'essence – voir figure 24, et le bio-ester de 59% à 91% par rapport au gazole – voir figure 25 (ce dernier chiffre correspond à des esters d'huiles alimentaires usagées ou de graisses animales dont le bilan est particulièrement bon puisqu'il ne nécessite pas de cultures dédiées mais valorise des déchets)

<sup>76</sup> Synthèse des analyses de cycle de vie appliquées aux biocarburants de première génération consommés en France (par BIO Intelligence Service Coordination technique : ADEME - Service bioressources; direction productions et énergies durables (DPED) – ADEME, Février 2010).

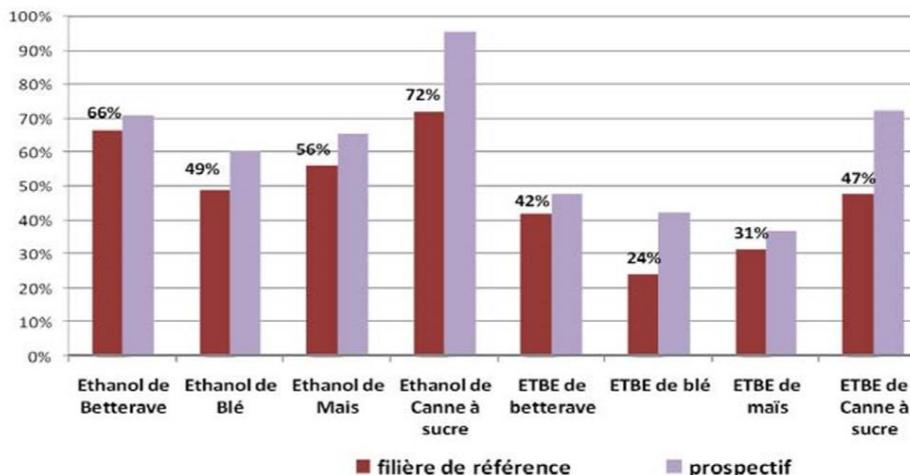


Figure 24 - Réduction des émissions de gaz à effet de serre pour les filières éthanol (en % de réduction par rapport à la référence fossile), sans prise en compte de changement d'affectation des sols

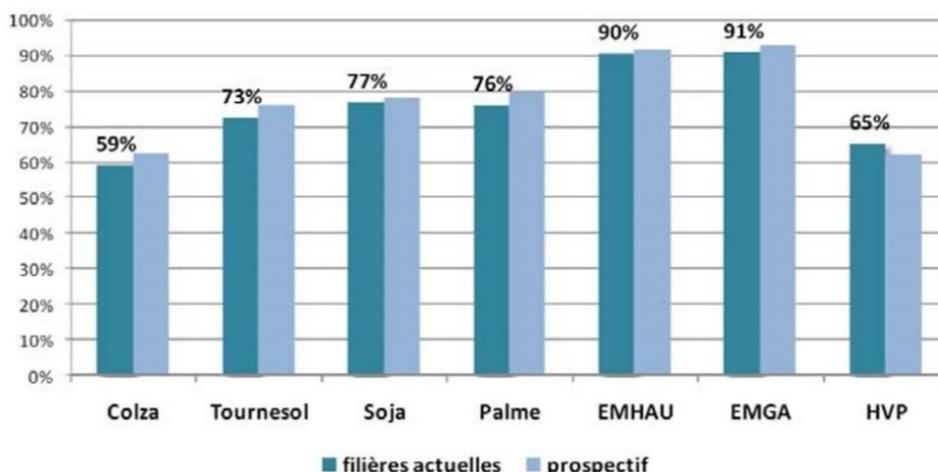


Figure 25 - Réduction des émissions de gaz à effet de serre pour les filières Esters (en % de réduction par rapport à la référence fossile), sans changement d'affectation des sols

En revanche, la prise en compte du changement d'affectation des sols est susceptible de mitiger fortement le bilan gaz à effet de serre des biocarburants. D'après une étude<sup>77</sup> reprise par l'ADEME qui a étudié 485 références biographiques, il apparaît que la prise en compte des CAS entraîne :

- Dans 26% des cas, des émissions de gaz à effet de serre supérieures à la filière carburant fossile
- Dans 44% des cas, des émissions représentant plus de 65% de celles de la filière carburant fossile (et ne seraient donc pas comptabilisées comme des biocarburants à ce jour)
- Dans 54% des cas, des émissions représentant plus de 50% de celles de la filière carburant fossile (et ne seraient donc pas comptabilisées comme des biocarburants à partir de 2016)

Dans ces conditions, la Commission Européenne a décidé en 2015 de limiter la contribution des biocarburants de 1<sup>ère</sup> génération issus de cultures énergétiques à 6% de la consommation énergétique finale dans les transports (pour un objectif d'incorporation d'énergie renouvelable de 10% en 2020 et 15% en 2030 dans les transports), et d'encourager les biocarburants de 1<sup>ère</sup> génération issus de déchets (esters d'huiles alimentaires usagées et de graisses animales) et de 2<sup>ème</sup> génération non issus de cultures énergétiques dédiées. **Le développement du biométhane carburant issu d'effluents d'élevage, de résidus de culture ou d'ordures ménagères s'inscrit bien évidemment dans cet objectif.**

<sup>77</sup> Revue critique des études évaluant l'effet des changements d'affectation des sols sur les bilans environnementaux des biocarburants, Cara S. et al. (2012)

### 3. Biométhane et gaz naturel véhicule

Le GNV n'est pas une solution de mobilité innovante. Elle est même éprouvée de longue date. Elle offre des avantages environnementaux substantiels et globalement intéressants par rapport aux solutions alternatives. A fortiori, le bio-GNV qui constitue une mobilité décarbonée peut utilement contribuer au verdissement des modes de transport. Mais le GNV peine à trouver sa voie en France. Le marché est trop petit pour bénéficier d'une optimisation de la chaîne des coûts de façon concurrentielle avec la mobilité issue des produits pétroliers. En outre le différentiel prix entre le GNV et le diesel est trop faible pour dépasser ce handicap et susciter l'intérêt du consommateur.

Dans ce contexte, le bio-GNV peut-il constituer un facteur d'attractivité nouveau et efficace pour la mobilité gaz ? Inversement, la mobilité décarbonée constitue-t-elle une externalité positive susceptible de justifier et de faciliter le soutien au développement de la filière de méthanisation agricole ?

#### **GPL, GNV, GNC, GNL, CO et Bio-GNV, qu'est-ce que la mobilité gaz ?**

La molécule de méthane a servi de combustible dès le début de l'ère automobile. En février 1919, « Le Génie Civil », revue hebdomadaire des industries françaises et étrangères, développait déjà les considérations techniques qui rendaient alors la mobilité au gaz de ville crédible. Pendant la seconde guerre mondiale, de nombreux véhicules ont été équipés de gazogènes. Il s'agissait d'une forme d'énergie alternative aux dérivés du pétrole rares et chers qui a été supplanté ensuite par l'essence et le diesel tellement plus pratiques.

Le Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) a fait son apparition au cours des années 90. Cette coupe, constituée de propane et de butane est conditionnée sous forme liquide sous une pression d'une dizaine de bars. Les constructeurs ont élargi leurs catalogues avec une offre GPL. Le réseau de distribution des carburants classiques a commencé à se structurer. Mais les pouvoirs publics sont revenus sur les conditions incitatives. En outre, les automobilistes ont été frappés par quelques accidents et polémiques autour des équipements de sécurité des réservoirs embarqués. Les consommateurs s'en sont détournés. Cette filière est considérée en France comme un échec à ne pas reproduire. Cette ombre plane sur la sur la filière du Gaz Naturel Véhicule (GNV).

Le GNV pourtant pourrait trouver une nouvelle place. Il est constitué de gaz naturel. Il est embarqué sous forme comprimée, à 200 bars, on parle alors de GNC, ou sous forme liquéfiée, à moins 161°C à pression atmosphérique, on parle dans ce cas de GNL. Il requiert une adaptation simple des moteurs essence. 18 millions de véhicules GNC circulent actuellement de par le monde. Navigant Research<sup>78</sup> estime que la croissance annuelle du marché mondial de véhicule GNC sera de 5,5 % au cours des 10 prochaines années. Les pays émergents (Argentine, Brésil, Inde, Iran) porteront vraisemblablement une bonne part de ce marché, mais les européens aussi croient au GNC. En particulier, l'Italie compte 800 000 véhicules en circulation. Le taux de pénétration des véhicules GNC sur le marché du neuf y était en 2014 de 5,3 %<sup>79</sup>.

#### **Le GNV est porteur d'une logique environnementale intéressante pour la mobilité.**

En comparaison avec un moteur diesel EURO V, le moteur GNV permet une diminution des rejets en oxydes d'azote de 85 %, des rejets en particules de 98 % et des émissions de gaz carbonique de 15 %. Ainsi, sans investissement technologique supplémentaire, le moteur GNV respecte déjà la norme EURO VI. Ces performances sont permises sans dégradation majeure des fonctionnalités auxquelles le consommateur est attaché. Le GNV offre une autonomie à mi-chemin entre celle des véhicules électriques les plus performants et celle des carburants courants. En outre, le plein s'opère en quelques minutes et les véhicules actuellement en vente sont bi-carburants permettant de compenser les faiblesses du réseau d'avitaillement en GNC.

Dès lors que le véhicule GNV a trouvé sa place, il devient logique d'introduire une proportion de biométhane dans le réseau d'avitaillement. Aux bénéfices environnementaux susmentionnés, s'ajoute alors un effacement carbone partiel du véhicule thermique, dans des proportions voisines du taux

<sup>78</sup> Etude – Plus de 40 millions de véhicules GNV dans le monde en 2024, Navigant Research, janvier 2015

<sup>79</sup> [www.gaz-mobilite.fr](http://www.gaz-mobilite.fr)

d'injection du bio-méthane. Ainsi, l'industrie gazière suisse garantit un minimum de 10% de bio-méthane dans le GNV (en réalité depuis 5 ans, le taux moyen est de 20 %) <sup>80</sup>.

Schématiquement, le véhicule qui fait son plein de gaz (épuré) sur une unité de méthanisation roule « bio ». Concrètement cette configuration est rare car elle impose des contraintes de stockage sur site. Il s'avère plus pratique pour le producteur de bio-méthane d'injecter dans le réseau et pour l'avitailleur de vendre une molécule de méthane indifférenciée mais avec une garantie d'origine.

### Tarifs d'achat, garanties d'origine et carburants verts

Les tarifs d'achat du Bio-méthane sont fixés par le ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie (MEDDE) sur proposition de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE). Ils se composent d'un tarif de base qui dépend de la taille des installations de méthanisation (compris entre 64 et 95 €/MWh), auquel peut s'ajouter des primes selon la nature des intrants. Le producteur contractualise avec le fournisseur de son choix dans les conditions prévues par le décret 2011-1597 du 21 novembre 2011. Ainsi le fournisseur achète le gaz à un prix 3 à 5 fois supérieur au prix du marché (actuellement à 25 €/MWh). Ce surcoût est compensé par le mécanisme de la Contribution au Service Public du Gaz (CSPG) : pareillement au dispositif en place pour l'électricité, il s'agit de prélever sur la facture du consommateur de gaz une taxe (0,0153 €/MWh en 2015) qui est ensuite reversée aux distributeurs de gaz se fournissant en bio-méthane. Pour plus de détails, voir la partie IV. A. 2.

Ainsi, en termes de coût, la molécule de bio-méthane et la molécule de gaz naturel qui circulent dans le réseau sont équivalentes. Elles ont aussi les mêmes caractéristiques physiques et énergétiques. Elles n'ont cependant pas la même valeur marchande : la molécule de bio-méthane, acquiert une valeur supplémentaire reposant sur la reconnaissance et l'engagement de la société dans un mode de consommation éco-responsable. Les garanties d'origine cherchent à monétiser cette sensibilité sociétale tout en attestant que le produit vendu est effectivement renouvelable. Là encore, le mécanisme en place reproduit le principe qui fait la promotion de l'électron « renouvelable ». Le fournisseur d'énergie détient un livre de compte qu'il crédite en garanties d'origine au prorata du volume de bio-méthane acheté. Le livre est débité au fur et à mesure des ventes de garanties au prix d'équilibre entre l'offre et la demande pour ce label « Bio » contingenté. La tenue des livres de compte a été confiée par l'Etat pour 5 ans à GrDF.

La société GNVert, filiale du groupe Engie, opère la quasi-totalité des quelques 200 stations GNV en France. Elle propose bien sûr du GNC et du GNL à 1,26 €/kg, mais aussi deux GNV renouvelable : le Bio-GNV, composé à 100 % de bio-méthane (1,56 €/kg), et l'Eco-GNV composé à 30 % de bio-méthane (1,40 €/kg).

### Toutefois, la logique environnementales et la logique économique sont-elles congruentes ?

La mobilité gaz est chère.

**Le véhicule**, tout d'abord est à l'origine d'un surcoût d'environ 10 % pour la voiture particulière, 20 % pour le véhicule utilitaire léger et 35 % pour le poids lourds. Ces surcoûts s'expliquent d'abord par des effets d'échelle car la préparation des véhicules GNC demeure atypique dans les flux de production. Dans le cas des poids lourds GNL, le surcoût s'explique également par les équipements spécifiques qui assurent la gestion cryogénique du froid. L'ensemble de ces coûts ont tendance à baisser, notamment sous l'influence des constructeurs comme FIAT, Volkswagen ou IVECO qui développent résolument une véritable gamme. Les coûts d'entretien suivent la même tendance. Ils ne sont plus discriminants pour les véhicules GNC mais demeurent substantiels pour les poids lourds GNL.

S'agissant **du carburant**, il faut distinguer la distribution et les taxes. Le développement d'un réseau d'avitaillement du GNV est coûteux : une petite station GNC raccordée au réseau de distribution nécessite un investissement de 200 k€, une station capable d'avitailleur des poids lourds requiert des compresseurs de forte capacité (400 Nm<sup>3</sup>/h) et représente un investissement de l'ordre du million d'euros. De sorte que, selon nos calculs, le coût de la distribution du GNV est 5 fois supérieur au coût de distribution de l'essence (ramené au MWh). Et la France est encore loin d'être dotée d'un réseau susceptible de rassurer l'automobiliste (200 stations dont une quarantaine seulement ouvertes au

<sup>80</sup> [www.vehiculegaz.ch](http://www.vehiculegaz.ch)

public, quand l'Allemagne et l'Italie en comptent environ 800 chacune). Avec une Taxe Intérieure sur la Consommation des Produits énergétiques (TICPE) à 2,97 €/MWh, le GNV bénéficie d'une fiscalité très avantageuse par rapport au diesel à 39,63 €/MWh, et à l'essence à 67,85 €/MWh. Cependant ce différentiel n'est pas suffisant pour compenser les handicaps du GNV.

A fortiori, le bio-GNV n'est pas économiquement attractif. Il rencontre cependant une demande croissante. Celle-ci repose essentiellement sur les collectivités qui multiplient d'une part les initiatives visant à lutter contre la pollution atmosphérique et d'autre part les signaux cherchant à susciter l'éco-citoyenneté. Les professionnels et en particulier les logisticiens, soucieux de l'image de leur marque, s'intéressent également de plus en plus au bio-GNV. Enfin ce carburant rencontre une clientèle de particuliers considérant que la différence de prix répond à la fois à ses préoccupations environnementales et à ses besoins de mobilité.

Carburant	Prix (ttc) à la station	Prix (ttc) à la station
GNV	1,26 €/kg	96,85 €/MWh
Bio-GNV (100 % bio-méthane)	1,56 €/kg	119,91 €/MWh
Essence	1,44 €/l	155,34 €/MWh
Diesel	1,23 €/l	116,26 €/MWh

Tableau 12 –  
Comparaison des prix des carburants en France en juin 2015 (au litre et à l'unité énergétique)

**L'automobiliste** cherchant à faire l'achat d'une voiture familiale peut choisir chez Fiat, dans la gamme 500 L, entre les trois carburants.

Automobile	Prix TTC	Consommation	Coût carburant 100 km
F 500 L 0.9 8V 185/80 Twinair Popstar Monospace (GNV)	21350 €	4,0 kg/100km	5,04 €
F 500 L 0.9 8V 105 Twinair Popstar Monospace (Essence)	19350 €	4,8 l/100km	6,91 €
F 500 L 1.3 Multijet 16V 95 Popstar Monospace (Diesel)	20490 €	3,9 l/100km	4,8 €

Tableau 13 – Comparaison d'une offre catalogue pour l'achat d'un véhicule GNV en France

Dans les conditions fiscales et au prix du baril actuels, le retour sur investissement pour le modèle GNV intervient vers 100 000 km par rapport au modèle essence, alors que le retour sur investissement pour le modèle diesel intervient vers 54 000 km par rapport au modèle essence. Ainsi, le diesel est avantageux sur le GNV, dès le premier kilomètre, et il est rapidement avantageux sur l'essence.

**Pour le transporteur**, l'équation est très différente. L'essence n'est pas une option. Par ailleurs, la rentabilité du diesel est menacée par les restrictions de circulation, permanentes en centre-ville ou temporaire (en cas de pollution). Les véhicules longue distance permettent un amortissement sur un gros volume kilométrique. Le prix du GNV peut en outre être négocié avec le fournisseur. Ainsi, le GNV est actuellement à 0,80 €/kg HT (soit 61,49 €/MWh HT) pour les gros clients, à comparer aux 1,05 €/kg HT (soit 80,71 €/MWh HT) pour les particuliers. Dans ces conditions quelques transporteurs se prévalent d'une migration partielle de leur flotte en GNV avec un bilan Total Cost Ownership (TCO) « Iso-coût ». Ce qui fait dire à Benoit Daly, secrétaire général de la Fédération Nationale des Transporteurs Routiers (FNTR) « Je pense que 15 à 20 % de la flotte des poids lourds roulera au GNL d'ici 5 à 7 ans ».

**En résumé** : Malgré le soutien du contribuable, à travers la TICPE, la mobilité GNV rivalise mal avec les carburants pétroliers. Non pas tant au regard du prix du carburant GNV qu'au regard du coût global au kilomètre résultant de l'amortissement du véhicule. De plus, il n'est pas possible dans l'état actuel du marché de dégager dans le budget de l'automobiliste GNV une taxe supplémentaire qui viendrait remplacer la CSPG, ce qui fait que le développement de la méthanisation agricole ne peut être supporté uniquement par les automobilistes GNV mais plutôt par l'ensemble des consommateurs de gaz naturel. En revanche une augmentation de la TICPE sur le diesel en faveur du dispositif d'achat du bio-méthane serait cohérente avec le mécanisme de la CSPG. Il solliciterait le

consommateur à l'origine de la principale émission de gaz à effet de serre et de particules. Cela ferait sens avec le choix d'une politique de soutien en faveur d'une mobilité décarbonée.

Réciproquement, la méthanisation agricole ne sera pas un levier déterminant pour le développement de la mobilité gaz. En volume, tout d'abord, le potentiel Bio-GNV est trop faible pour être véritablement influent. En termes de coût, par ailleurs, la solution Bio-GNV ne peut pas se positionner de façon suffisamment attractive. Alors que les pouvoirs d'achat sont sous tension et que la mobilité fait souvent partie des postes budgétaires contraints, les consommateurs prêts à payer plus cher une mobilité écologiquement vertueuse sont rares. Néanmoins, l'image du bio-GNV prend une valeur croissante. A défaut de peser significativement dans l'équation économique de la mobilité à court terme, elle donne une légitimité et une visibilité à la mobilité gaz. Elle encourage les arbitrages professionnels en sa faveur et pourrait ainsi contribuer à la structuration de la filière, au dépassement progressif des effets d'échelle et à la familiarisation du consommateur avec ce choix.

## IV. LA METHANISATION, UNE FILIERE A FINANCER AU CAS PAR CAS

### A. Le soutien à la méthanisation coûte cher

#### 1. Etat des lieux du financement des énergies renouvelables en France

La transition énergétique avance en France. A la suite de la mise en place en 2008 en Europe du paquet climat-énergie, nous sommes engagés vis-à-vis de l'Union Européenne à satisfaire 23% de notre consommation finale d'énergie par des énergies renouvelables en 2020 : électricité éolienne, chaleur issue de la combustion de biomasse et de déchets, biocarburants, etc. En 2005, nous étions à 10,3% et en 2012, 13,7% - voir figure 26. Ce développement trop lent fait dire au syndicat des énergies renouvelables que nous ne devrions atteindre que 17 ou 18% d'énergie finale renouvelable à l'horizon 2020. La faute essentiellement à un développement trop lent de l'électricité éolienne notamment terrestre, tandis que d'autres énergies comme le photovoltaïque remplissent leurs objectifs.

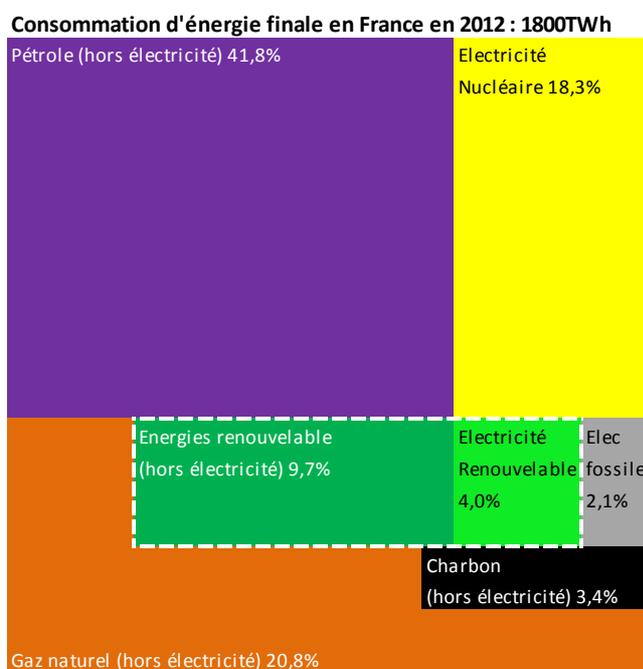


Figure 26 - Mix énergétique final français en 2012. Source : [www.connaissancedesenergies.org](http://www.connaissancedesenergies.org)

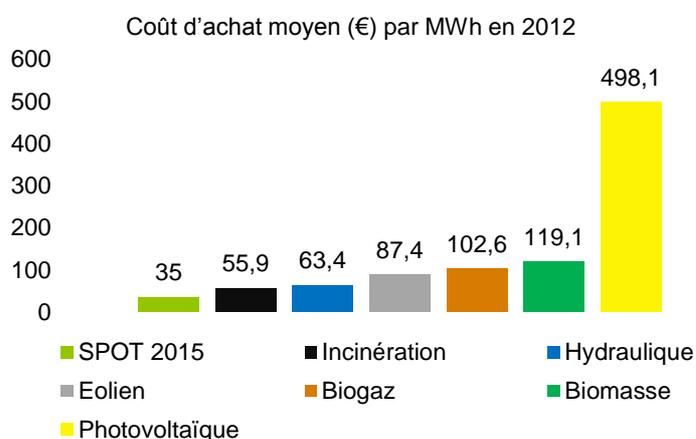
Face à ces objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables se pose la question des coûts associés. Il faut ainsi distinguer les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables non électriques (bois énergie, biocarburants, combustion directe de déchets) des ENR électriques (photovoltaïque, hydroélectrique, éolien).

Pour simplifier, les ENR non électriques sont constituées en grande majorité du bois énergie (c. 65%) qui n'est peu ou pas subventionné (si ce n'est au travers des aides à l'acquisition de chaudières performantes). Arrivent ensuite les pompes à chaleur (à hauteur de 10%) uniquement subventionnées à l'installation, les biocarburants (c. 20%) subventionnés par le biais d'exonérations de taxes et d'obligations d'incorporation répercutées à la pompe. Comme mentionné en partie III.D.2, le soutien à cette filière représente 3,59 Md€ sur la période 2005 – 2010 (environ 950m€ pour la seule année 2010 – 34€ par foyer), et un surcoût d'environ 30€ par MWh de biocarburant (pour un prix de l'essence ou du diesel raffiné avant taxation d'environ 45€/MWh au prix du baril de mai 2015 qui rappelons-le est historiquement bas). Enfin les 5% restants sont essentiellement constitués de la chaleur récupérée en combustion directe ou en cogénération issue de l'incinération de déchets. La pratique bénéficie d'une modulation de la TGAP de 1,03€/t de déchets incinérés avec valorisation énergétique, ce à quoi il faut ajouter l'achat de l'électricité produite en cogénération : environ 18 €/MWh au-dessus du prix du marché (soit environ 14,2 millions € en 2015 au titre de la TGAP modulée et 52 millions € pour le surcoût d'achat de l'électricité). Au final l'aide totale à la filière incinération représente autour de 20 €/MWh électrique généré, soit moins de 10€ par MWh électriques + thermiques produits.

Le suivi des aides aux ENR électriques est plus facilement traçable puisque les énergies renouvelables sont aidées par le biais de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE). Concrètement, chaque ENR bénéficie d'un tarif d'achat fixé par le Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie (MEDDE) sur proposition de la Commission de Régulation de

l'Energie (CRE), tarif supérieur au prix de marché de l'électricité. Sur chaque réseau de distribution d'électricité (principalement ErDF mais il existe aussi d'autres Entreprises Locales de Distribution - ELD), les fournisseurs d'énergie associés aux gestionnaires de réseaux (principalement EDF) doivent donc payer un surcoût pour acheter de l'électricité renouvelable aux producteurs concernés. Ils notifient à la CRE ces surcoûts, et la CRE ventile leur répartition sur l'ensemble des MWh électriques, renouvelables ou non, vendus en France (avec quelques exceptions notamment pour les gros consommateurs). On obtient ainsi un montant à prélever sur la vente de chaque MWh électrique : 5,4€ par MWh au 1<sup>er</sup> juillet 2012 pour la CSPE ENR, et 9,2€ en 2014<sup>81</sup>, à comparer au prix de marché de l'électricité de 35€ le MWh en 2014. Ce montant est prélevé auprès du consommateur final de deux manières : pour les consommateurs au tarif réglementé, c'est le fournisseur (EDF ou ELD) qui prélève la CSPE (du moins sa part consacrée au financement des ENR), et pour les clients déréglémentés ce sont les gestionnaires de réseaux. Enfin ces sommes prélevées sont reversées aux fournisseurs initiaux ayant supporté la charge des tarifs d'achat pour ENR, la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) se chargeant de la tenue du compte de compensation.

Cette part de la CSPE consacrée aux ENR a représenté en 2012 un surcoût pour le consommateur de 2,46 Md€, soit 88€ par foyer<sup>82</sup>. Elle ne sert pas à financer l'intégralité des énergies renouvelables, puisque sur les 72TWh d'électricité renouvelable consommés en France en 2012, 52TWh étaient de l'électricité hydraulique très largement issue de grands ouvrages EDF et ne bénéficiant pas de tarifs



d'achat. Par conséquent sur les 20TWh restants, la CSPE a représenté un surcoût de 123€ par MWh (à ajouter au prix de marché SPOT de l'électricité de 35€). Ce surcoût est très largement dû aux tarifs d'achat historiques très élevés de l'électricité photovoltaïque, comme le montre la figure 27 présentant le coût d'achat moyen de l'électricité renouvelable par filière en 2012 :

Figure 27 - Coût d'achat de l'électricité renouvelable en 2012.  
Source: CRE

En 2012, le coût d'achat moyen de l'électricité issue de cogénération de biogaz n'était « que » de 103€ par MWh, car les premiers tarifs d'achat proposés en 2001, 2002 puis 2006 étaient insuffisants pour permettre le développement de la filière. Ils ont depuis été réévalués, et étendus à l'injection de biométhane comme nous allons le voir.

## 2. Comment est financé le développement de la filière méthanisation ?

Nous avons déjà mentionné le système des tarifs d'achats de l'électricité issue de cogénération à partir de biogaz, qui fonctionne de la même manière que pour les autres ENR, avec un tarif d'achat différencié. Le système de financement de la filière injection biométhane, la Contribution au Service Public du Gaz (CSPG) est très proche de la CSPE avec quelques subtilités présentées sur la figure 28.

Une première différence d'avec la CSPE est que l'acheteur du biométhane injecté par un projet de méthanisation n'est pas forcément le fournisseur attaché au gestionnaire du réseau de distribution locale de gaz. En effet la contractualisation est libre auprès de n'importe quel fournisseur de gaz, à un tarif d'achat égal ou supérieur au tarif réglementaire, bien que le fournisseur ayant acheté le biométhane ne puisse se faire rembourser que la différence entre le tarif d'achat et le tarif de marché du gaz naturel. Le mécanisme de compensation pour cet achat est ensuite le même que pour la

<sup>81</sup> Source : article CSPE, Wikipédia, d'après les données de la CRE. Attention : ces montants ne concernent que la part ENR de la CSPE. La CSPE totale était de 10,5€ par MWh au 1<sup>er</sup> juillet 2012, et 16,5€ en 2014

<sup>82</sup> Source : Commission de Régulation de l'Energie. NB : en 2015, la CSPE ENR devrait représenter 3,75 Md€, soit 133€ par foyer.

CSPE : surcoûts notifiés à la CRE, ventilés sur l'ensemble des MWh de gaz consommés en France après décision du MEDDE, compensation collectée par tous les fournisseurs de gaz naturel et reversée aux fournisseurs ayant acheté le biométhane, la CDC tenant le compte de compensation.

### MÉCANISME DE LA GARANTIE D'ORIGINE

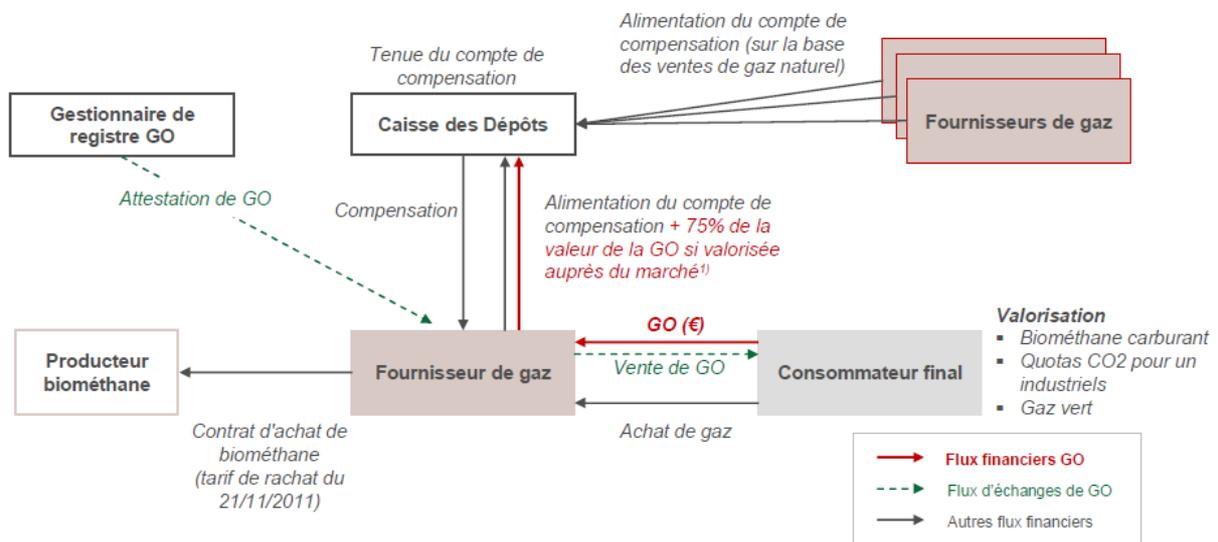


Figure 28 - Mécanisme de la CSPG. Source : E-cube

De plus une fois le biométhane acheté, le fournisseur reçoit également une *garantie d'origine* (GO) pour chaque MWh vendu, qui pourra être par la suite être revendue au consommateur final dans le cadre d'une offre de « gaz vert »<sup>83</sup>. La Garantie d'Origine biométhane peut donc être vendue au consommateur final, mais une partie de la somme touchée sera déduite de la compensation à verser par la CDC au fournisseur ayant acheté du biométhane : 75% seront déduits si le gaz est valorisé en usage classique, mais 0% si le gaz est valorisé en usage véhicule. C'est parce que le fournisseur peut faire un profit supplémentaire grâce à la GO qu'il peut éventuellement se permettre de racheter le biométhane un peu plus cher qu'au tarif réglementé, mais ce raisonnement a ses limites : quand la différence entre tarif de marché du gaz naturel et tarif d'achat du biométhane peut aller de 20 à 105€ par MWh, la propulsion pour le consommateur final à payer une GO a été évalué<sup>84</sup> à seulement 3,3€/MWh aujourd'hui, et 7,6€ à l'horizon 2020. Pour le moment, la CSPG facturée au consommateur final représente des montants très faibles, car très peu de biométhane est injecté dans les réseaux : seulement 0,7c€ par MWh en 2014, et 1,5c€ prévisionnels en 2015.

### 3. Les tarifs d'achat

Les tarifs d'achat pour l'électricité issue de la combustion de biogaz et pour l'injection de biométhane ont été fixés respectivement par l'Arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz et par l'Arrêté du 23 Novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel. (plus un texte en juin 2014 pour le tarif d'achat de biométhane issu de station de traitement des eaux usées). Pour le tarif électrique, il faut distinguer les tarifs ISDND (gaz de décharge) des autres tarifs (méthanisation agricole, d'ordures ménagères), ces derniers étant plus élevés – voir Figure 29. Les deux tarifs de référence ISDND et hors ISDND sont dégressifs avec la puissance de l'installation, et les deux tarifs peuvent être bonifiés par une prime à l'efficacité énergétique. En 2015, cette prime varie de 0 €/MWh lorsque moins de 35% de l'énergie contenue dans le biogaz est valorisée à 42,61€ lorsque plus de 70% est valorisée (en électricité et chaleur). Il y a donc un double intérêt à valoriser de la chaleur lorsque l'on fait de la cogénération : pouvoir vendre la chaleur, et bénéficier d'un meilleur tarif d'achat pour l'électricité. **Point important : depuis l'actualisation en 2013 de l'arrêté du 21 mai 2011 fixant**

<sup>83</sup> NB : Les GO existent aussi sur le marché de l'électricité, mais elles sont vendues par les producteurs aux fournisseurs indépendamment de l'achat effectif de l'électricité renouvelable par le dit fournisseur.

<sup>84</sup> L'injection de biométhane : Quelle dynamique pour le marché français ? E-cube Strategy consultants, avril 2012

**le mécanisme des tarifs d'achat, l'autoconsommation de chaleur et d'électricité par l'installation pour le fonctionnement des digesteurs n'est plus comptabilisée pour bénéficier de la prime.** Enfin les installations de méthanisation hors ISDND valorisant des déjections animales bénéficient d'une prime additionnelle à partir de 20% d'effluents en tonnage dans les intrants, et maximale au-delà de 60%. Cette prime, qui peut atteindre 27,7€/MWh, est cependant dégressive avec la taille de l'installation et devient nulle au-delà de 1000kWe.

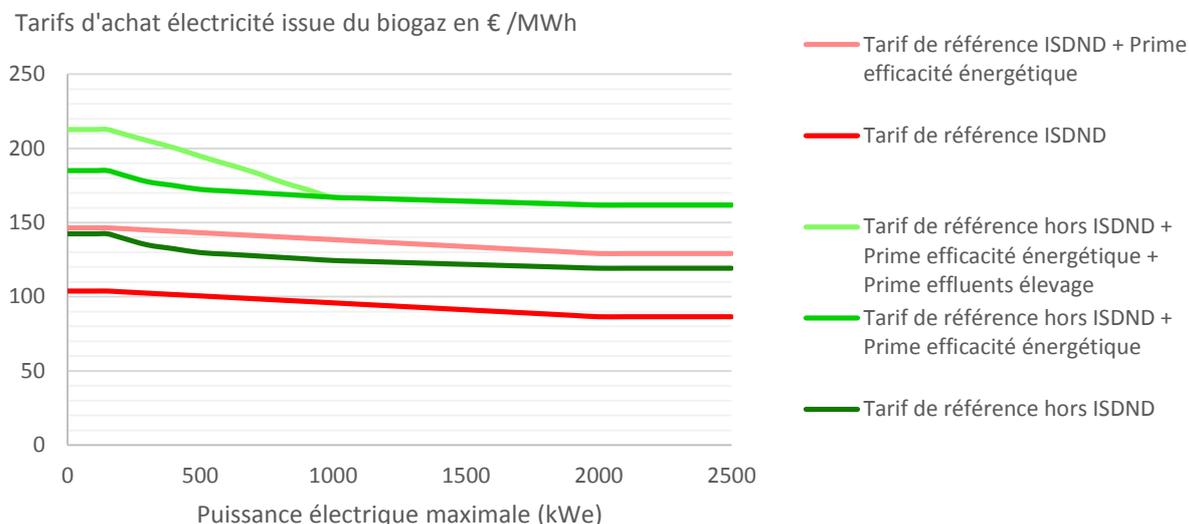


Figure 29 - Tarifs d'achat de l'électricité issue de méthanisation

Les tarifs d'achat du biométhane injecté dans les réseaux sont moins élevés au MWh que les tarifs électriques. C'est parfaitement normal puisqu'un projet de méthanisation peut valoriser une plus grande quantité d'énergie sous forme biométhane (environ 77% après autoconsommation) que sous forme électrique (environ 36% après autoconsommation)<sup>85</sup>. De plus, la matière première gaz vaut moins cher que la matière première électrique (prix SPOT du gaz : c. 25€/MWh vs. prix SPOT de l'électricité française en 2014 : c. 35€/MWh).

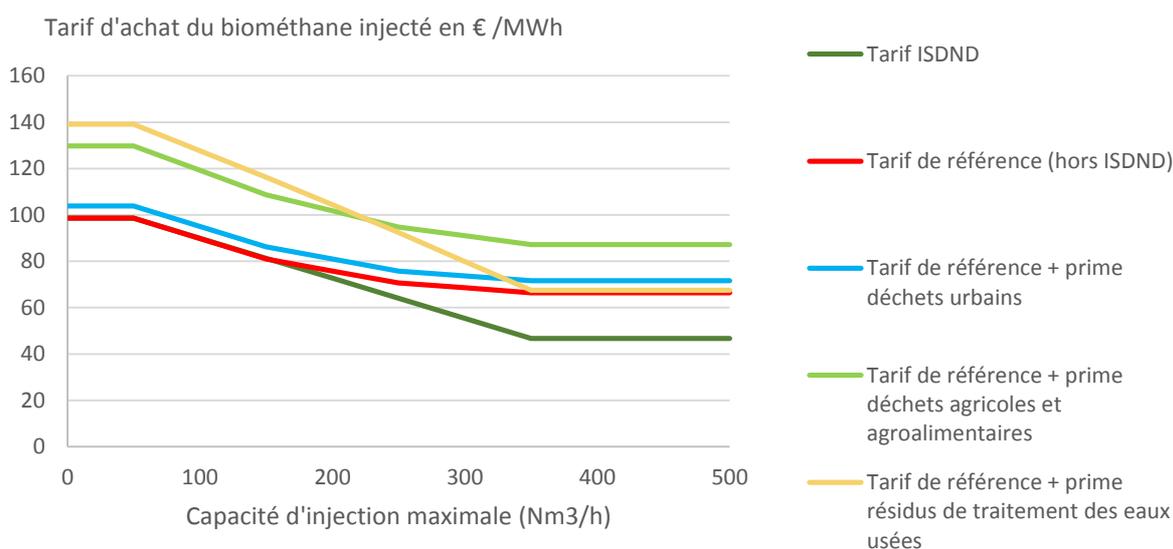


Figure 30 - Tarifs d'achat du biométhane

<sup>85</sup> Chiffres issus de différents entretiens et de l'ouvrage Réussir un projet de méthanisation territoriale multipartenariale, COOP de France, FNCUMA et AILE, Edition 2011.

Les différents tarifs dépendent ensuite de la catégorie d'installation et d'intrants valorisés – voir figure 30. Les ISDND ont les tarifs les moins élevés, les petites stations d'épuration injectant du biométhane dans les réseaux bénéficient des meilleurs tarifs, bien qu'il faille souligner que pour une grosse installation, mieux vaut méthaniser des intrants agricoles ou des déchets agroalimentaires. Si enfin une installation méthanise plusieurs catégories d'intrants, alors elle bénéficie de chaque tarif au prorata des tonnages de chaque intrant. Afin de comparer les tarifs d'achat biométhane aux tarifs électriques, on peut retenir qu'en ordre de grandeur, une installation de puissance maximale 500kWe correspond à une installation de capacité d'injection maximale de 100Nm<sup>3</sup>/h.

#### 4. Scénarios Green Gas Grid et macro-économie

Plusieurs études de gisement et scénarios sur le développement de la méthanisation en France ont été menées ces dernières années. Le tableau 14 en récapitule certaines :

Scénario	Horizon	Gisement total	Energie primaire produite sous forme de biogaz
Etat des lieux et potentiel du biométhane carburant – ADEME, AFGNV et al. Novembre 2008	2020	81 – 188 TWh	27 TWh
Etude de Marché de la méthanisation et des valorisations du biogaz – EY et ADEME – Septembre 2010	2020	80 – 180 TWh	7,7 – 11,4 TWh
Potentiel de production de biogaz à partir de résidus agricoles ou de cultures dédiées en France – Laboratoire Trèfle UMR CNRS - 2011	N/A	203 TWh	N/A
Scénario facteur 4 GrDF – Avril 2013	2030	210 TWh	65 TWh
Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation – ADEME, Solagro et Inddigo – Avril 2013 (n'inclut pas les ISDND)	2030	203 TWh	56 TWh
Etude Green Gas Grids – ADEME et GrDF – Octobre 2014 – Scénario tendanciel	2030	207 TWh	30 TWh
Etude Green Gas Grids – ADEME et GrDF – Octobre 2014 – Scénario volontariste	2030	207 TWh	60 TWh

Tableau 14 - Différentes études sur le développement de la filière méthanisation en France

Toutes ces études ne font évidemment pas les mêmes hypothèses, mais toutes s'accordent sur l'importance du gisement agricole pour le développement futur de la méthanisation. En particulier, nous allons regarder les scénarios Green Gas Grids, qui sont les plus récents et peut-être les plus aboutis, notamment en terme d'étude de gisement total. Ce gisement est lui-même basé sur celui proposé par Solagro et l'ADEME en avril 2013 et y rajoute simplement le gisement des ISDND, aboutissant à 207 TWh répartis comme décrit sur le tableau 14.

Les scénarios Green Gas Grids se distinguent ensuite en faisant des hypothèses différentes sur la mobilisation du gisement en 2030. Dans le scénario tendanciel, le rythme de développement de la filière n'excède pas le rythme actuel. 60% du biogaz est valorisé en cogénération, notamment à la ferme. Les déjections d'élevage représentent 65% en masse des ressources méthanisées, et les cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) + résidus de culture 24%, pour aboutir à 30TWh d'énergie primaire sous forme biogaz en 2030. Dans le scénario volontariste, des hypothèses d'optimisation des technologies, de rentabilité des installations, de réduction des gaspillages plus optimistes sont faites. On suppose que l'injection biométhane se développe sur les gros sites de méthanisation, valorisant ainsi 50% du biogaz. Au final les déjections d'élevage représentent 72% en masse des intrants, et les CIVE+ résidus de culture 20%, pour aboutir à 60 TWh d'énergie primaire sous forme biogaz en 2030.

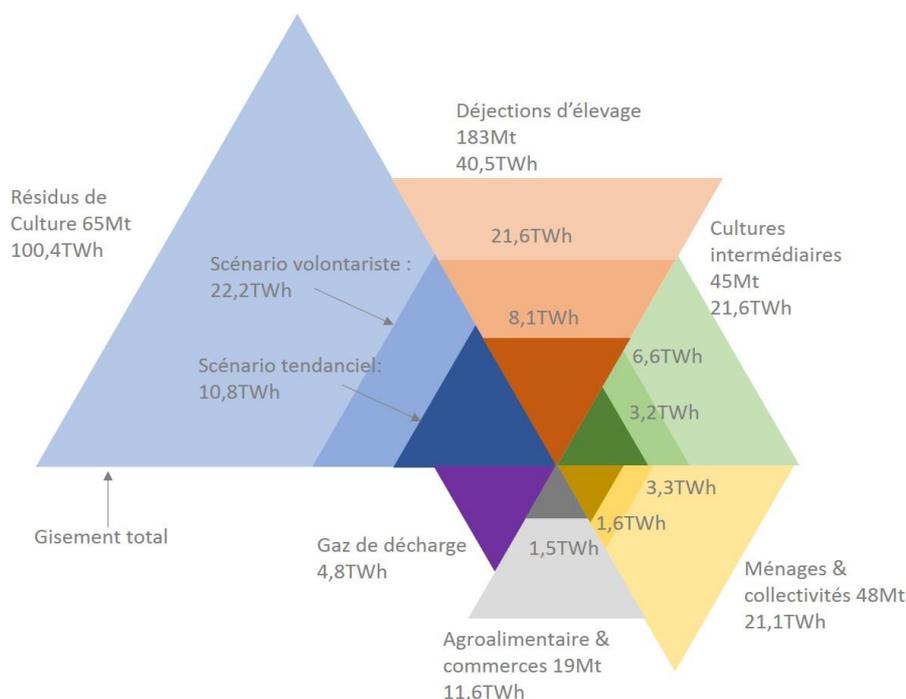


Figure 31 - Scénarios Green Gas Grids à l'horizon 2030

Au-delà de la présentation de tels scénarios de développement de la filière méthanisation se pose la question du coût de leur mise en place. On peut par exemple essayer de chiffrer le coût à l'horizon 2030 du scénario le moins ambitieux, le scénario tendanciel 30 TWh primaires.

Le scénario tendanciel repose sur 4,8 TWh bruts issus d'ISDND, valorisés à 60% en cogénération et 40% en injection biométhane, et sur 25,2 TWh bruts issus de méthanisation hors ISDND valorisés en cogénération et injection avec les mêmes pourcentages. Il faut noter qu'en 2012, les ISDND représentaient 3,6 TWh bruts (dont 35 à 40 % seulement étaient valorisés) et les autres filières 1,7 TWh bruts<sup>86</sup>, et que la valorisation de ce biogaz brut aboutissait à la génération de 1,3 TWh électriques et seulement 20 GWh de biométhane<sup>87</sup>. Le scénario tendanciel 2030 repose donc sur un développement particulièrement ambitieux de la méthanisation hors ISDND et de l'injection biométhane.

Nous avons construit un modèle pour estimer l'équation économique de différents projets de méthanisation, dont les hypothèses sont présentées en annexe II. Nous allons nous en servir pour chiffrer le coût du développement du scénario tendanciel sous les hypothèses suivantes

- Les installations de méthanisation développées en cogénération ont toutes une puissance maximale de 500kWe (ISDND et autres)
- Les installations de méthanisation développées en injection biométhane ont toutes une capacité maximale d'injection de 97Nm<sup>3</sup>/h (ISDND et autres – cette capacité est équivalente en puissance brute des intrants à celle permettant de faire 500kWe de cogénération)
- Les installations de cogénération valorisent 50% de la chaleur produite
- Les installations non-ISDND méthanisent 65% d'effluents d'élevage en masse dans leurs intrants, conformément aux hypothèses du gisement tendanciel
- Le prix SPOT du gaz est de 25€/MWh, 35€/MWh pour l'électricité

<sup>86</sup> Observ'ER, baromètre 2013 des énergies renouvelables en France, 2014

<sup>87</sup> Green Gas Grid, ADEME et GrDF, 2014

Conséquences issues du modèle :

- Le tarif d'achat de l'électricité cogénérée en ISDND est de 125€/MWh et 175€/MWh hors ISDND
- Le tarif d'achat biométhane injecté en ISDND est de 90€/MWh et 120€/MWh hors ISDND
- Chaque projet de cogénération hors ISDND nécessite 2,9m€ d'investissement dont 440k€ de subventions
- Chaque projet d'injection hors ISDND nécessite 3,2m€ d'investissement dont 480k€ de subventions
- Les ISDND ne touchent pas de subventions

Alors sous ces hypothèses jusqu'en 2030, l'Etat devra dépenser entre **49 et 58m€ par an de subventions** et à l'horizon 2030, la CSPE et la CSPG représenteront **1,67Md€ par an** – 822m€ pour la CSPG et 850m€ pour la CSPE, permettant de générer à partir des 30 TWh bruts **6,5 TWh électriques et 9,2 TWh de biométhane**. Soit un surcoût pour CSPE et CSPG de 131€ par MWh électrique et de 89€ par MWh biométhane, qui pour le surcoût électrique est légèrement plus élevé que les 123€/MWh de surcoût payés en moyenne en 2012 pour le développement des ENR, comme décrit à la partie IV. A. 1.

Une partie de cet argent payé à la fois par le contribuable (subventions) et par le consommateur énergétique (CSPE/CSPG) pour le soutien de la filière générera cependant des retombées économiques, dont une partie en France que notre modèle estime à :

- **250m€ par an de salaires** en 2030,
- **147m€ par an** jusqu'en 2030 d'investissements en **génie civil** (pour la méthanisation agricole : digesteurs, etc.)
- **175m€ par an** d'investissements en **équipement de cogénération et d'épuration du biométhane**
- **72m€ par an d'études techniques**
- **604m€ par an de maintenance lourde** en 2030 (pièces pour entretien des digesteurs, des équipements de cogénération et d'épuration, location du poste d'injection biométhane)

Toute la question est de savoir quelle partie de ces retombées peuvent effectivement avoir lieu en France. Ce sera probablement le cas des salaires d'exploitation, des coûts d'études techniques et d'une partie des coûts de génie civil, qui ont vocation à créer de l'emploi local. En revanche il y a un risque que les coûts d'investissement en équipements et les coûts de maintenance rémunèrent en priorité une filière allemande déjà bien implantée.

La filière allemande est fortement compétitive sur des équipements standardisés servant à méthaniser des intrants relativement stables (notamment des cultures énergétiques). Cependant il nous a été expliqué au cours des entretiens que nous avons pu mener qu'une filière équipementière française est en train de se structurer de manière compétitive sur des équipements construits « sur mesure » pour des projets de méthanisation aux intrants plus complexes et hétérogènes, ce qui est une caractéristique forte de la filière de méthanisation française appelée à reposer massivement sur des déjections animales. **Il apparaît donc capital, si l'Etat maintient ses ambitions de développement de la méthanisation en France, de faciliter l'émergence d'une telle filière d'équipements français.**

Au cours des entretiens que nous avons pu mener, il nous a également été souligné que la filière d'études techniques française manque encore de maturité, ce qui aboutit parfois à des projets mal dimensionnés ou rencontrant des difficultés techniques. **Il nous paraît important que le partage d'expérience au sein de la filière soit maximisé afin d'éviter que de telles situations ne se reproduisent.**

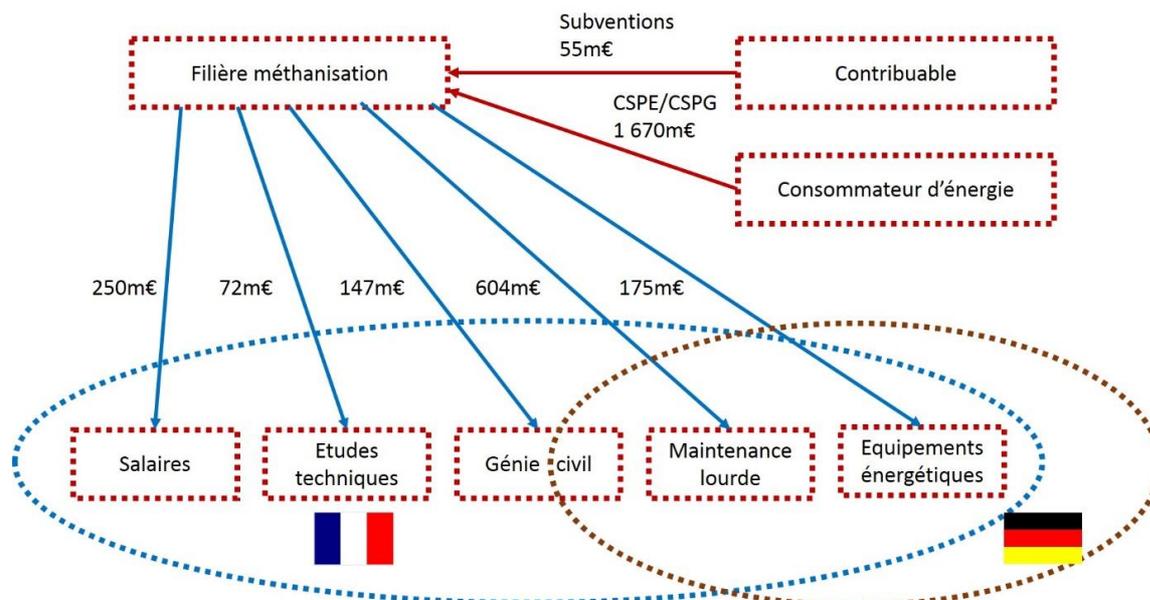


Figure 32 - Flux financiers annuels autour de la filière méthanisation en 2030 – Source : modèle développé en interne

## B. Dans certains cas, les externalités positives justifient le coût de la méthanisation agricole

Nous avons essayé de chiffrer le coût du développement du scénario tendanciel Green Gas Grid 2030 en faisant l'hypothèse que les tarifs d'achat d'électricité et de biométhane actuels ne seraient pas remis en cause, pas plus d'ailleurs que l'intérêt même de la méthanisation. Or il est important de se poser la question de la rentabilité des projets de méthanisation notamment agricoles avec les tarifs d'achat actuels et le gisement proposé par le scénario Green Gas Grid, scénario reposant massivement en masse d'intrants sur la méthanisation de déjections d'élevage (65% en masse contre seulement 24% pour les résidus de culture et les CIVEs). En effet si cette rentabilité n'est pas assurée il est illusoire de croire au développement du scénario tendanciel. De plus il faut se demander si l'intérêt environnemental de tels projets de méthanisation justifiera le maintien du soutien à la filière. Pour chiffrer la rentabilité des projets de méthanisation agricole et leurs externalités positives, nous avons utilisé notre modèle développé en interne dont les hypothèses sont détaillées en annexe II. Nous avons simulés les 42 cas présentés ci-dessous :

Mix d'intrants en masse	1/3 déjections 2/3 résidus culture	2/3 déjections 1/3 résidus culture*	100% déjections
Cogénération	50 – 100 kWe (projets à la ferme) 250 – 500 – 1000 – 2500 kWe (projets centralisés)		
Cogénération + traitement des digestats	Non simulé	Mêmes cas simulés que pour la cogénération simple	Non simulé
Injection biométhane	10 – 19 Nm <sup>3</sup> /h (projets à la ferme) 49 – 97 – 195 – 487 Nm <sup>3</sup> /h (projets centralisés)		

\* Mix d'intrants le plus proche du scénario Green Gas Grid et du mix moyen actuel

Tableau 15 – Cas simulés dans notre analyse de projets

Nous avons fait les principales hypothèses suivantes :

- Il n'y a que deux types d'intrants : déjections d'élevage et résidus de culture, donc pas de revenu issu d'une redevance de traitement des déchets
- Les tarifs d'achat, le projet, le financement courent sur 15 ans
- Les projets de cogénération ne parviennent à valoriser que 50% de la chaleur produite et la revendent à 40€/MWh
- L'engouement autour des projets de méthanisation est maximal : tous les agriculteurs et éleveurs aux alentours acceptent de fournir les intrants en leur possession (déjections et résidus de

culture) et acceptent ensuite l'épandage sur leurs champs des digestats à hauteur de 100kg de N par hectare (sachant que la limite légale est à 170kg de N par hectare). Cette hypothèse est très forte : **sans cela, les frais logistiques des grands projets centralisés peuvent significativement augmenter**

- Lorsque les digestats sont traités, cela consomme l'intégralité de la chaleur générée et nécessite des investissements supplémentaires (1m€ minimum<sup>88</sup>), mais le projet peut alors bénéficier de l'intégralité de la prime d'efficacité énergétique dans le tarif d'achat de l'électricité. De plus les digestats n'ont plus à être épandus et les engrais concentrés générés sont valorisés à 1€ par kg de N. Les composts désazotés sont cédés à titre gracieux aux agriculteurs participant aux projets
- On suppose que l'épandage des digestats se fait avec du matériel performant (pendillard ou injecteur) pour minimiser les rejets de nitrates et d'ammoniac, ce qui est rendu possible par le caractère fluide des digestats
- Les projets à la ferme (50 et 100kWe en cogénération, 10 et 19 Nm3/h en injection biométhane) n'ont pas à supporter de frais logistiques liés à l'approvisionnement en intrants et au transport des digestats pour épandage sur parcelles éloignées
- La génération d'électricité issue du biogaz est réputée venir en substitution d'électricité générée à partir de gaz naturel (donc au bilan carbone bien plus mauvais que le mix électrique français actuel)
- La tonne de CO<sub>2</sub> évitée est valorisée à 50€
- Les projets sont financés à 70% par des emprunts bancaires à 3% d'intérêts par an, le reste est composé pour moitié de subventions si bien que le capital à apporter n'est que de 15% de l'investissement. Vu le niveau de risque des projets, le taux de retour sur capital attendu en fonctionnement normal par les investisseurs est de 30% par an (TRI projet de 8%<sup>89</sup>). Ce taux de retour attendu sera sûrement amené à diminuer avec le développement de la filière

Pour chaque type de projet, nous présentons le coût de production au MWh électrique ou biométhane selon le projet sur la colonne de gauche (rouge), le revenu par MWh sur la colonne du milieu (bleue) et la valeur sociétale du MWh sur la colonne de droite (jaune et vert). La valeur sociétale du MWh s'entend comme le prix SPOT du vecteur énergétique généré (35€ pour l'électricité, 25€ pour le gaz naturel) additionné de toutes les externalités positives ou négatives associées à sa production : production de chaleur venant en substitution de chauffage au gaz pour la cogénération, émissions de gaz à effet de serre évitées (CO<sub>2</sub> mais aussi CH<sub>4</sub> lors de la méthanisation d'effluents d'élevage), rejets évités de nitrates et d'ammoniac, valorisation agronomique de l'azote ammoniacal des digestats. Voici au final les résultats par type de projet.

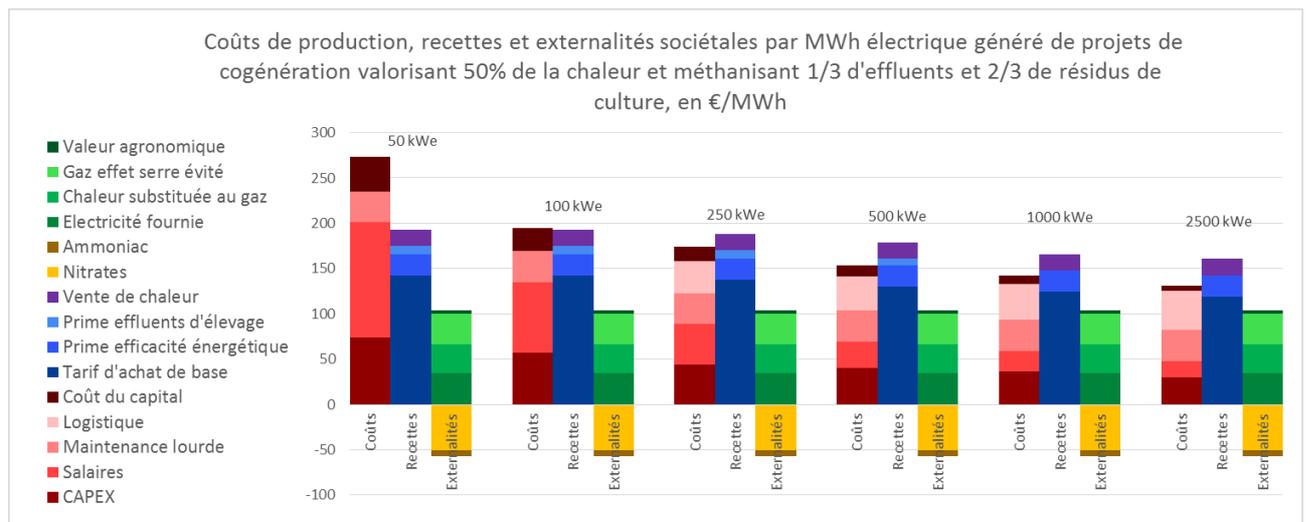


Figure 33 - Cogénération, 1/3 de déjections d'élevage et 2/3 de résidus de culture

<sup>88</sup> Après entretiens spécifiques et examen de différents projets présentés dans l'ouvrage Réussir un projet de méthanisation territoriale multipartenaire, COOP de France, FNCUMA et AILE, Edition 2011

<sup>89</sup> Chiffre proposé par de multiples acteurs de la filière au cours de nos entretiens

Sous les hypothèses citées précédemment, parmi les projets de cogénération méthanisant 2/3 de résidus de culture en masse et valorisant 50% de la chaleur, seul le projet à la ferme de 50kWe est en perte du fait que l'exploitant doit payer au moins une personne à temps partiel mais avec astreintes pour venir entretenir régulièrement l'installation, ce qui revient très cher pour un petit projet (127€/MWh). Dans une moindre mesure l'amortissement des investissements (74€/MWh) pèse aussi lourd, sachant que le tarif d'achat électrique est « seulement » de 175€/MWh auxquels s'ajoutent 18€/MWh de revenus liés à la vente de chaleur en parallèle.

Le projet à la ferme de 100kWe n'est pas en perte, mais il ne parvient pas à atteindre le TRI objectif de 30%. Pour cela, il faut passer sur des projets centralisés : certes la logistique des intrants et des digestats devient une charge puisqu'il faut aller collecter les matières chez plusieurs producteurs et les ramener ensuite pour épandage (de 36€/MWh pour 250kWe jusqu'à 43€ pour 2500kWe), mais les économies d'échelle sur les investissements et le nombre de salariés nécessaires permet aux coûts de production complets d'être inférieurs aux revenus : les projets centralisés dépassent tous le TRI objectif de 30%, et ce malgré la diminution du tarif d'achat avec la taille de l'installation (143€/MWh électrique pour 2500kWe).

Cependant ces projets méthanisant une majorité de résidus de culture ont beau être rentables, ils ne sont pas bénéfiques à la société à la hauteur du tarif d'achat de l'électricité proposé puisque la méthanisation de résidus de culture s'accompagne d'externalités négatives : le bénéfice sociétal par MWh n'est que de 46€/MWh, notamment à cause d'un malus de -51€/MWh du fait de rejets supplémentaires de nitrates.

**Au final les projets centralisés de méthanisation d'une majorité de résidus de culture (2/3) sont rentables, mais le tarif d'achat dont ils bénéficient n'est pas justifié du point de vue environnemental.**

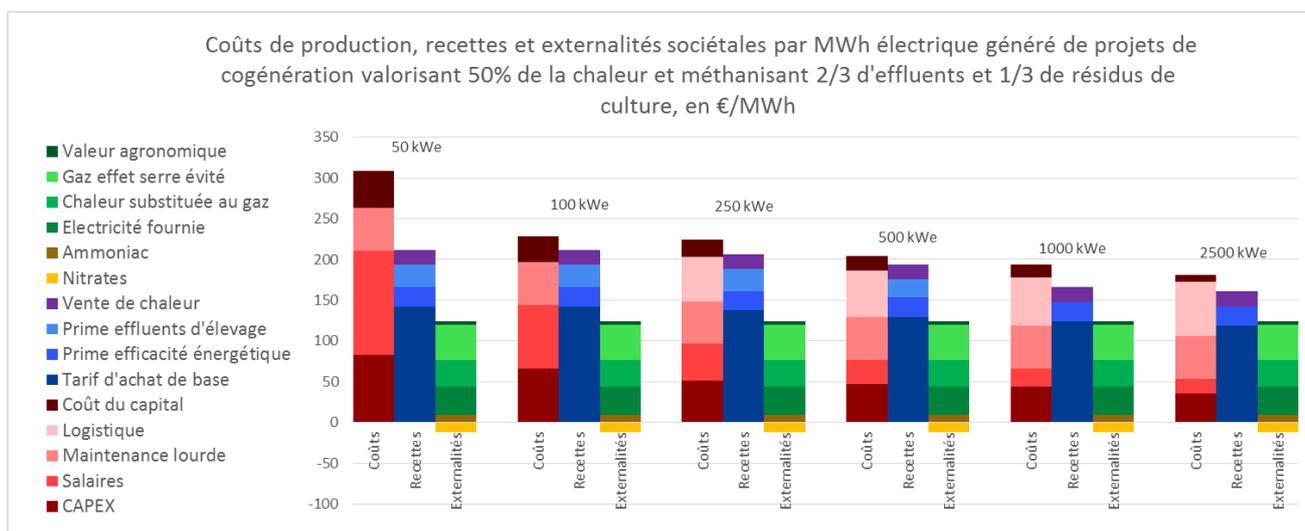


Figure 34 - Cogénération, 2/3 de déjections d'élevage et 1/3 de résidus de culture

Par rapport à la figure 33, on remarque que le coût de production du MWh augmente pour tous les projets pour deux raisons : augmentation du poids des investissements (et donc du retour sur capital) mais aussi augmentation des coûts logistiques. L'augmentation du poids des investissements s'explique par le pouvoir méthanogène moyen plus faible des intrants : nous avons considéré que le pouvoir méthanogène des déjections d'élevage était plus de quatre fois inférieur à celui des résidus de culture (0,25MWh/t<sup>90</sup> contre 1,08MWh/t<sup>90</sup>), et pour une même puissance d'installation il faut donc surdimensionner les digesteurs accueillant les intrants. Pour la logistique des projets centralisés (puissance supérieure ou égale à 250 kWe), les coûts d'approvisionnements augmentent du fait de volumes plus importants d'intrants à se procurer, mais aussi du fait de l'augmentation des quantités de digestat à épandre, épandage qui doit

<sup>90</sup> Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation, ADEME, Solagro et Inddigo, Avril 2013

d'ailleurs se faire en moyenne plus loin de l'installation du fait de quantités plus importantes (nous nous limitons toujours à 100kg de N par hectare de terres agricoles avoisinantes).

Les revenus, bien que supérieurs à ceux de la figure 33 du fait de la prime à la méthanisation d'effluents d'élevage plus importante, ne permettent à aucun projet d'atteindre un taux de retour sur capital des investisseurs de 30%. Cependant le projet à la ferme de 100kWe et les deux projets centralisés de 250 et 500 kWe ne sont pas en perte (taux de retour sur capital positif). Les projets centralisés de puissance supérieure sont pénalisés par la perte de la prime aux effluents d'élevage.

Evaluer la rentabilité de ce type de projets est particulièrement important puisque cela correspond plus ou moins au mix type des projets de méthanisation agricole proposé par le scénario Green Gas Grid tendanciel. Cependant il faut également se demander dans quelle mesure le tarif d'achat est justifié au vu des externalités positives de la filière. Or si le tarif de rachat varie de **143 à 193€** par MWh électrique selon la puissance de l'installation, auquel on ajoute **18€/MWh** électrique de revenu lié à la vente de chaleur, les externalités positives ne sont pas aussi hautes : **113€/MWh**. La méthanisation de 2/3 de déjections et 1/3 de résidus de culture permet d'éviter pour 43€ de gaz à effet de serre, pour 10€ de rejets d'ammoniac mais entraîne 11€ de rejets de nitrates supplémentaires par MWh.

**En conclusion, les projets de cogénération agricole méthanisant le mix type d'intrants proposé par le scénario Green Gas Grid tendanciel (2/3 en masse de déjections d'élevage) sont à peu près rentables entre 100kWe et 500kWe (en supposant que le projet de 100kWe est à la ferme). Cependant le tarif d'achat de l'électricité n'est toujours pas complètement justifié du point de vue des externalités positives.**

Comme les projets de cogénération décrits sur la figure 34 sont des projets type amenés à se développer en masse selon le scénario tendanciel, il nous est paru important d'évaluer si rajouter une étape de traitement des digestats afin de *stripper* l'azote sous forme d'engrais concentré et de récupérer un compost désazoté est une bonne chose du point de vue de la rentabilité de ces projets et de leur externalités positives. Les résultats sont présentés sur la figure 35.

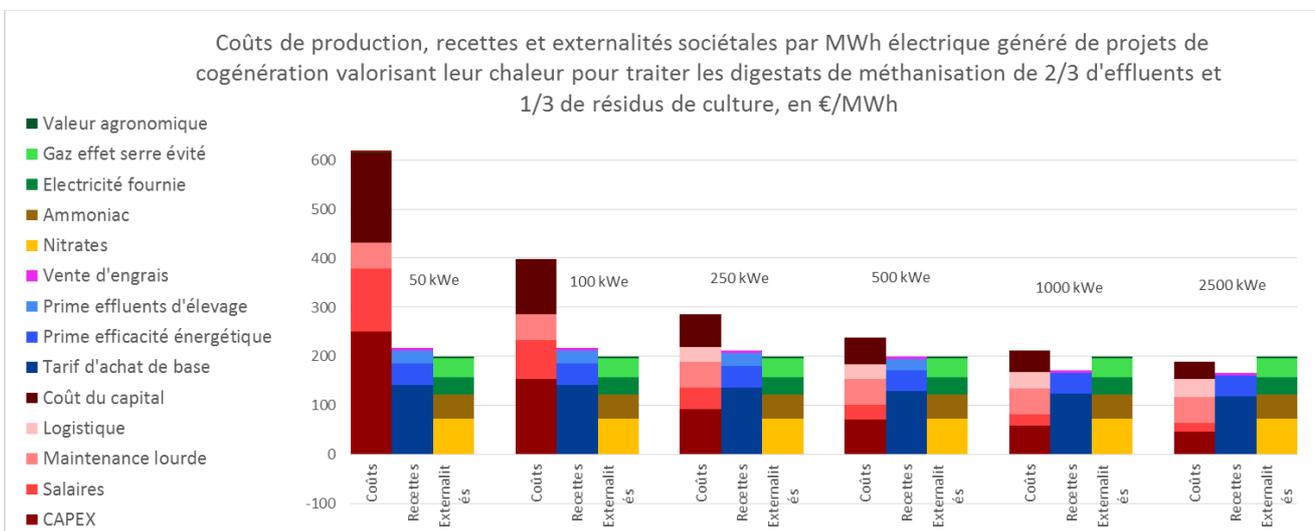


Figure 35 - Cogénération, 2/3 de déjections d'élevage et 1/3 de résidus de culture, chaleur de cogénération utilisée pour traiter les digestats

Rajouter une étape de traitement des digestats telle que décrite dans la partie II.C.2 sur les zones d'excédents structurels avait déjà été décrit comme tout à fait intéressant en ZES pour se débarrasser de la très coûteuse contrainte d'épandage à plusieurs dizaines de kilomètres. Même sans cette logique, le traitement des digestats est une bonne chose en terme de rentabilité pour des gros projets : on voit sur la figure 35 que les projets centralisés de 500kWe et plus ont un taux de retour sur capital positif (sans atteindre 30%), pour deux principales raisons :

- Le traitement des digestats permet de réduire les coûts de production liés à la logistique puisqu'il n'y a plus à les épandre : pour un projet de 2500kWe méthanisant 2/3 d'effluents les coûts logistiques passent de 66€ à 37€ /MWh selon notre modèle
- La prime à l'efficacité énergétique dans le tarif de rachat est améliorée et passe de 23€ à 43€ /MWh car 100% de la chaleur est valorisée pour le traitement des digestats

Attention cependant : la vente d'engrais entraîne des rentrées d'argent marginales (5€ /MWh) qui ne compensent pas le manque à gagner de la non-vente de chaleur, et surtout le traitement des digestats demande des investissements supplémentaires importants qui pénalisent grandement l'équation économique des petits projets, notamment à la ferme.

Du point de vue des externalités positives, le bilan est meilleur que sans traitement des digestats puisque les revenus (**162€ à 212€ /MWh** de tarif d'achat électrique plus **5€ /MWh** de vente d'engrais) sont en ligne avec les externalités positives : **200€ /MWh**. L'augmentation de ces dernières par rapport au cas sans traitement des digestats provient essentiellement du fait que la stabilisation de l'azote sous forme d'engrais concentré permet (sous réserve d'utilisation raisonnée) d'éviter tous rejets de nitrates et d'ammoniac (il y a des rejets d'ammoniac à l'épandage mais pas plus qu'avec des engrais de synthèse auquel l'engrais concentré issu de digestat se substitue). Au final l'externalité positive est de 73€ /MWh pour les rejets de nitrates évités et 50€ /MWh pour l'ammoniac<sup>91</sup>.

**En conclusion, toujours dans l'hypothèse de mix d'intrants du scénario tendanciel de 2/3 d'effluents d'élevage : pour les petits projets de cogénération à la ferme, il ne sert à rien d'encourager au traitement des digestats car cela revient trop cher. En revanche pour de gros projets centralisés (>500kWe), la mise en place du traitement des digestats est économiquement viable (même hors de ZES) et est une très bonne chose du point de vue environnemental, justifiant le soutien actuel à la filière sous forme de tarifs d'achat.**

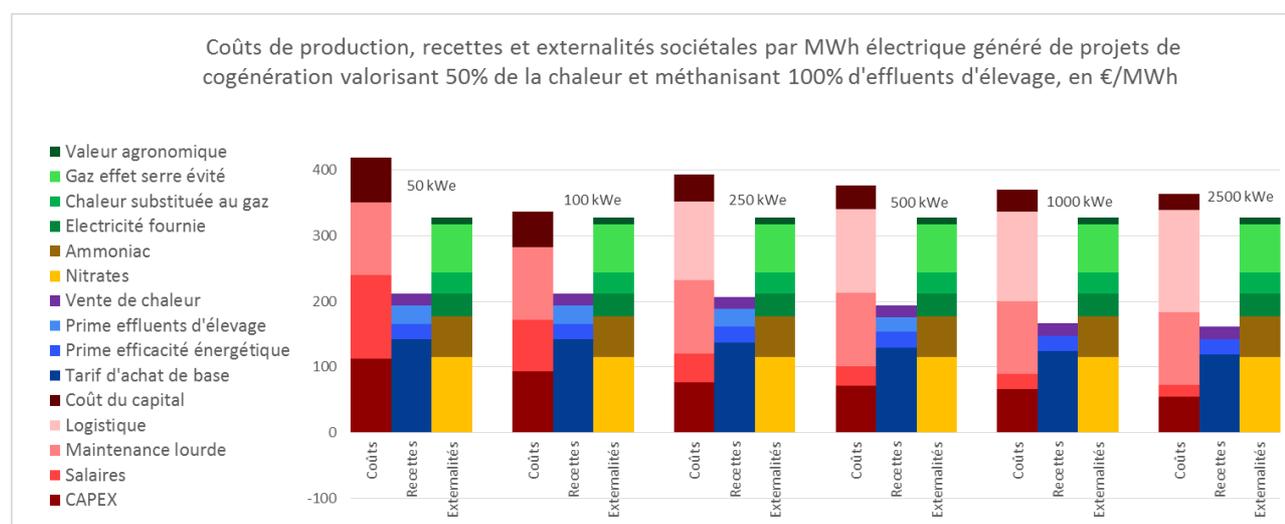


Figure 36 - Cogénération, 100% de déjections d'élevage

Sans grande surprise, les projets méthanisant 100% d'effluents d'élevage (sans traitement des digestats) ne sont pas rentables avec les tarifs d'achat actuels car la prime aux effluents d'élevage est plafonnée au-delà de 60% d'effluents en masse dans les intrants. Or les coûts d'investissement explosent à cause du surdimensionnement des équipements, notamment des digesteurs, mais aussi à cause des coûts logistiques. Au final le projet le moins en perte, 100kWe à la ferme (donc pas de coûts logistiques), a un coût de production électrique de **336€ par MWh** tandis que les revenus ne sont que de **212€ /MWh**.

<sup>91</sup> Attention : l'absence de rejets d'ammoniac suppose également que lors de la séparation de phase puis du stripping (ou autre procédé) de l'azote du digestat, les émissions d'ammoniac qui ne manquent pas de se produire soient bien toutes récupérées pour former l'engrais concentré. A défaut, le bilan des émissions d'ammoniac pourrait être bien plus mauvais, comme expliqué dans l'étude Qualité agronomique et sanitaire des digestats, ADEME, Octobre 2011

Pourtant du point de vue environnemental, la méthanisation d'effluents d'élevage uniquement est une très bonne chose, avec pour **327€ /MWh** d'externalités positives, essentiellement grâce aux externalités nitrate (116€), ammoniac (62€ - toujours en supposant un épandage au pendillard) et gaz à effet de serre (73€ dont 44€ pour les rejets de méthane évités).

Notons enfin que ce bilan d'externalités positives pourrait encore être amélioré si les digestats étaient traités : on atteindrait d'après notre modèle la somme record de 500€/MWh électrique généré sans pour autant plomber les coûts de production du MWh électrique car la hausse de l'investissement serait largement compensée par la baisse des coûts logistiques.

**En conclusion, tout le paradoxe de la filière méthanisation agricole est illustré sur la figure 36 : les projets les plus intéressants pour la société sont aussi ceux qui coûtent le plus cher, à savoir ceux ne méthanisant que des effluents d'élevage. Et pourtant mieux vaut les soutenir au prix de tarifs d'achat très élevés, mais justifiés du point de vue environnemental, que de soutenir même beaucoup plus modérément la méthanisation de résidus de culture (ou pire : de cultures énergétique) qui se justifie moins bien sur le plan environnemental.**

**On peut même aller jusqu'à soutenir massivement la filière méthanisation d'effluents d'élevage uniquement + traitement des digestats : le bilan est très bon et justifie des aides très importantes permettant aux projets d'être largement rentables. Afin de soutenir cette filière progressivement, on pourra commencer par des aides raisonnables en ZES, puisque comme nous l'avons déjà évoqué, de tels projets y sont déjà rentables avec les conditions de soutien actuelles.**

Pour l'injection biométhane, les conclusions sont à peu près les mêmes dans les grandes lignes que pour la cogénération d'après les figures 37, 38 et 39. Les projets centralisés méthanisant 2/3 de résidus de culture sont tous rentables, ils sont à peu près rentables (mais le TRI est < 30%) avec 2/3 d'effluents d'élevage dans les intrants, et ne sont pas rentables avec 100% d'effluents. Et les externalités environnementales positives évoluent bien malheureusement en sens inverse de la rentabilité des projets, tout comme pour la cogénération. Il y a cependant quelques nuances dans la comparaison.

Tout d'abord, les petits projets à la ferme sont plus pénalisés qu'en cogénération à cause de deux choses : un investissement supplémentaire pour l'épuration du biométhane par rapport à la cogénération<sup>92</sup>, et un coût de location du poste d'injection – comptabilisation - odorisation d'environ 115k€ par an<sup>93</sup> (coût placé sous l'étiquette « maintenance lourde »). En conclusion l'injection biométhane à la ferme n'est jamais rentable. Ensuite, les tarifs d'achat n'incorporent pas de primes aux effluents d'élevage, ce qui pénalise d'autant les projets méthanisant beaucoup d'effluents.

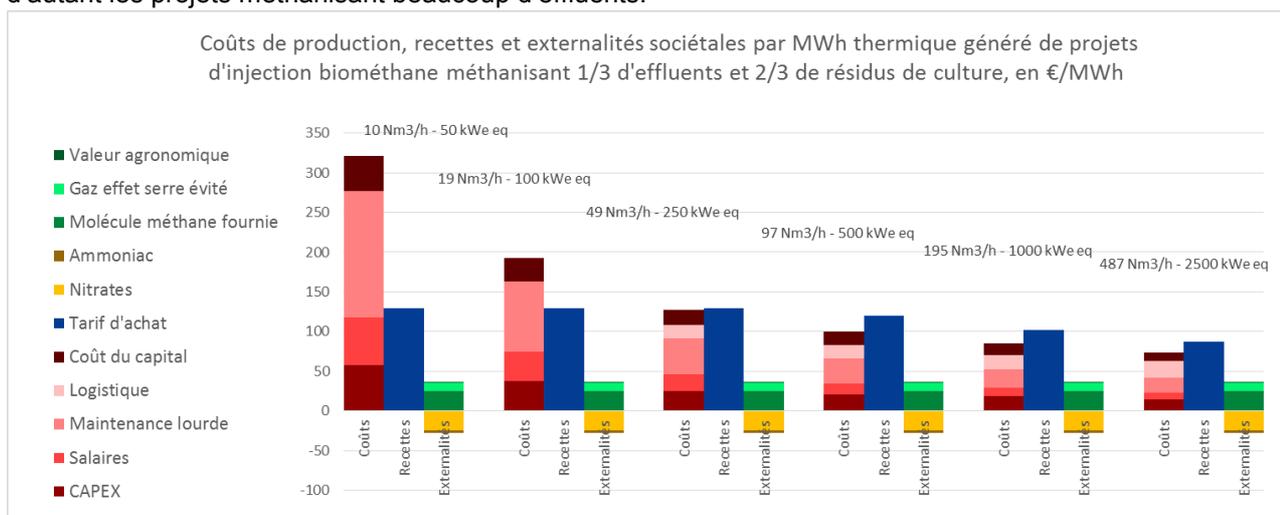
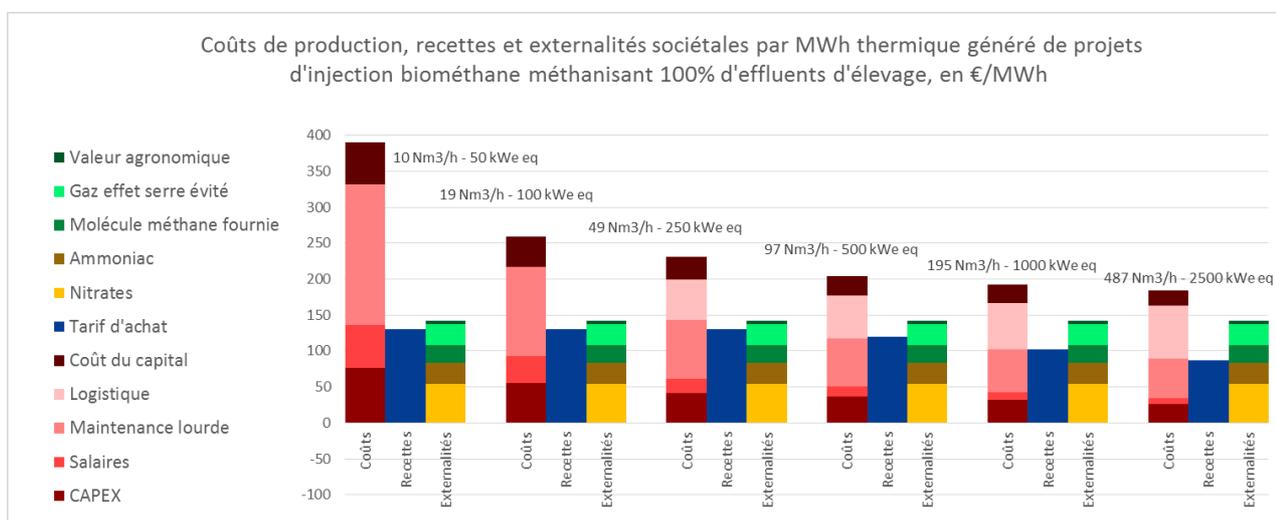
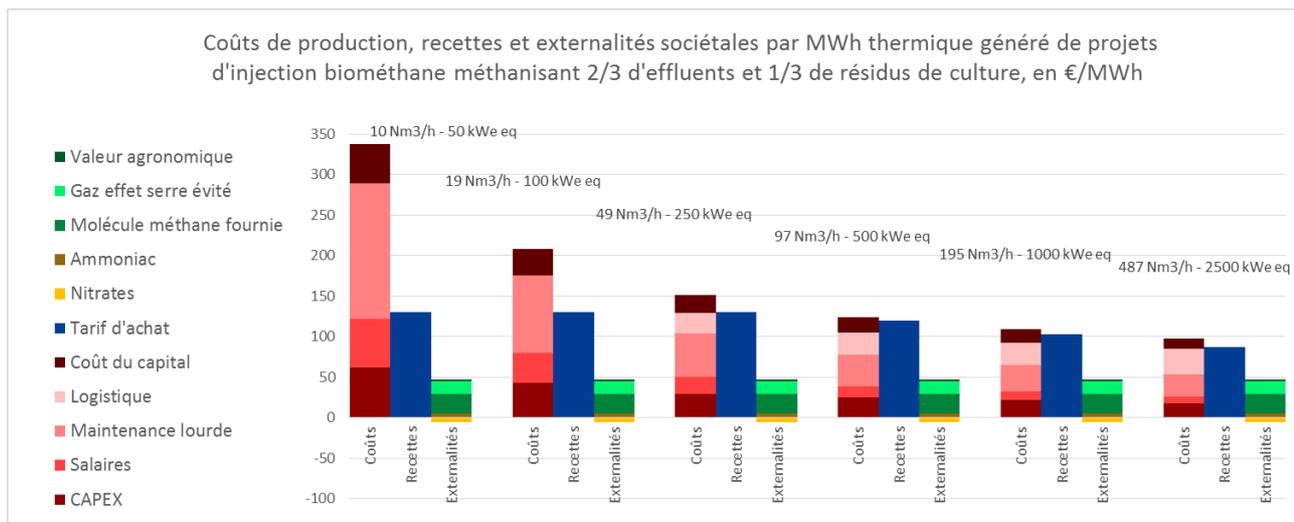


Figure 37 - Injection biométhane, 1/3 d'effluents d'élevage dans les intrants

<sup>92</sup> De l'ordre de 300k€, d'après des entretiens spécifiques et Réussir un projet de méthanisation territoriale multipartenaire, COOP de France, FNCUMA et AILE, Edition 2011

<sup>93</sup> idem



Par ailleurs, les externalités positives sont (un peu) moins importantes qu'en cogénération à cause des gaz à effet de serre : en effet nous avons fait l'hypothèse que l'électricité cogénérée venait remplacer de l'électricité fossile typiquement produite à partir de gaz (bilan 620g CO<sub>2</sub> /MWh électrique<sup>94</sup>), ce qui avantage la cogénération par rapport à l'injection remplaçant du gaz naturel (bilan 234g CO<sub>2</sub> par MWh thermique<sup>95</sup>) d'autant que l'injection biométhane ne peut pas se targuer de produire de la chaleur en plus du gaz. Au final avec 1/3 d'effluents méthanisés les externalités positives de l'injection biométhane ne valent que 13% du meilleur coût de production ramené au MWh de biométhane, pour 2/3 c'est 42% et pour 100% d'effluents c'est 77% : en toute logique les tarifs d'achat du biométhane dans ces trois cas devraient respectivement être de 10, 41 et 142€ /MWh

Enfin il faut souligner que contrairement à la cogénération, il n'est pas très intéressant de traiter les digestats en injection biométhane : en effet ce processus très énergivore a l'avantage de consommer de la chaleur à valeur intrinsèque réduite (et ne bénéficiant pas de tarif d'achat) en cogénération, tandis que dans le cas de l'injection biométhane cela consommerait environ 35% du biométhane (basé sur la consommation de l'intégralité de la chaleur en cogénération), alors même que ce vecteur énergétiques est à plus forte valeur intrinsèque.

<sup>94</sup> Rapport technique : Comparaison des filières de production d'électricité et des bouquets d'énergie électrique, CIRAIG, Novembre 2014

<sup>95</sup> composition du mix électrique français, Wikipédia

En conclusion, l'injection biométhane présente le même paradoxe que la cogénération, à savoir que les meilleurs projets sur le plan environnemental, reposant sur des déjections d'élevage, sont aussi les plus chers à soutenir, bien que ce soutien soit plus justifié que pour de projets méthanisant majoritairement des résidus de culture.

Si les pouvoirs publics devaient choisir entre soutenir en priorité cogénération ou injection biométhane, le bon choix dépendrait beaucoup des hypothèses de carbonation de l'électricité remplacée. La cogénération présente cependant deux avantages non négligeables :

- La cogénération permet le traitement des digestats, très favorable sur le plan des externalités sociétales positives,
- La cogénération est le seul type de projet transposable à petite échelle à la ferme

A l'inverse, l'injection de biométhane dans les réseaux permet de cibler des usages différents de ceux de l'électricité : s'il s'agit de chauffer une ville voisine un peu éloignée, autant valoriser le biogaz en biométhane. Et pour faire rouler des véhicules avec une bonne autonomie, de la manière la plus décarbonée possible et sans utiliser de terres agricoles mieux employées par ailleurs, le bio-GNV reste la seule solution technique au point à ce jour avec le biodiesel de graisses et d'huiles usagées.

Pour terminer il ne faut pas non plus perdre de vue que cogénération et injection ne sont pas de filières devant être opposées à tout prix. *In fine* le choix d'un mode de valorisation plutôt qu'un autre dépendra essentiellement des débouchés locaux pour chaque vecteur énergétique : usage chaleur et proximité d'un réseau de distribution de gaz en mesure d'absorber la production de l'installation l'été seront des paramètres clés.

## EN CONCLUSION

La méthanisation est un mode de valorisation de la matière organique. Intuitivement, elle relève donc de la politique de gestion des déchets. En réalité, elle y joue un rôle mineur qui n'est pas amené à s'imposer. En effet, ce gisement mobilisable de matières fermentescibles est modeste (entre 1,6 et 3,3 TWh pour les déchets issus des ménages + 1,5 TWh pour les déchets issus de l'industrie, du commerce et de la restauration) et d'une qualité variable. Par suite, leur utilisation en méthanisation est chère et globalement peu intéressante, même au regard des filières « classiques » d'élimination des déchets.

Les politiques mises en place depuis la loi Grenelle du 12 juillet 2010 tendent à une diminution globale des déchets éliminés, grâce au développement des filières de recyclage des produits et matériaux, d'une part, et à une gestion à la source des biodéchets, d'autre part. Ainsi, la capacité des équipements d'élimination en place (centres de stockage, incinérateurs) aura tendance à être excédentaire et à diminuer. Dans ce contexte, la valorisation du biométhane issu des centres d'enfouissement (ISDND) continuera quelques temps à croître grâce à une amélioration des équipements mais atteindra vite une asymptote à 4,8 TWh/an, suite à un appauvrissement lent mais inéluctable du gisement. Le traitement mécano-biologique (TMB) comprenant la méthanisation puis le compostage des déchets issus des ordures ménagères fait polémique, y compris lorsqu'il s'agit de déchets issus d'une collecte sélective. En effet, la sécurité sanitaire de l'épandage au champ d'un compost produit à partir de matières fermentescibles non traçables pose des problèmes qui seront difficilement surmontés sinon au prix de contraintes qui limiteront la rentabilité du processus. Cette solution ne sortira probablement pas de la marginalité dans laquelle elle évolue en France (d'ailleurs, la plupart des pays européens ont déjà fermé cette porte). Si les incinérateurs ne sont pas appelés non plus à se multiplier, ils constituent néanmoins une solution techniquement maîtrisée qui apporte une valorisation énergétique concurrentielle avec les technologies vertes. Ils continueront à valoriser les matières fermentescibles résiduelles et irréductibles, à un coût soutenable au regard des technologies alternatives et de leurs performances respectives (au moins pour la durée de vie des équipements actuellement en service). Par ailleurs, les déchets de l'industrie agro-alimentaire sont intéressants pour la méthanisation car ils sont souvent très méthanogènes et ont une traçabilité assurée. Mais ils ont aussi une valeur produit qui les inscrit déjà dans une économie circulaire, laquelle tend en outre à se consolider. Ces matières sont orientées à chaque instant vers le plus offrant, si bien qu'elles constituent un gisement faible (inférieur à 1,5 TWh – marchés, restauration, commerces inclus) rétif et non fiable pour les méthaniseurs.

Au final, la méthanisation ne constitue pas une filière alternative utile ou intéressante pour la gestion des déchets organiques banals en France. Et par suite, la filière déchet n'offre pas un gisement stratégique pour le développement de la méthanisation.

La filière méthanisation n'offre pas non plus un avantage qui la rende incontournable d'un point de vue énergétique. Les quatre composantes historiques du mix Français (pétrole, gaz, nucléaire, hydraulique) vont progressivement côtoyer un panel d'énergies renouvelables. Le bois, l'éolien y tiendront une place significative. La méthanisation conservera un rôle de troisième ordre (autour de 2 % de l'énergie finale en 2030, peut-être 6 à 7 % avec des hypothèses optimistes à plus long terme). Au regard de l'analyse du cycle de vie, il est préférable de produire de l'électricité éolienne plutôt que de l'électricité issue de méthanisation. L'hydroélectricité présente un éco-bilan plus favorable encore mais son potentiel de croissance est désormais limité en France.

En terme d'usage chaleur, les performances de la filière bois sont imbattables et la ressource permet d'escompter un accroissement significatif de la filière. De même, la pompe à chaleur est également une alternative décarbonée plus intéressante que le chauffage issu du biométhane. Certes, elle consomme de l'électricité, elle impose une configuration technique qui ne s'adapte pas à toutes les formes de logement et elle repose sur un lourd investissement initial, mais elle présente un coefficient de performance déjà supérieur à 3 (et encore en progrès) et au final, à volume énergétique équivalent, il est moins coûteux pour les finances publiques de faciliter la pénétration des pompes à chaleur que de soutenir la production du bio-méthane. De plus, associée à la géothermie, la pompe à chaleur offre des performances plus intéressantes encore. Cette évolution conceptuelle est prometteuse pour la France.

Enfin, en ce qui concerne l'usage « mobilité », le bio-GNV offre une solution décarbonée intéressante. Son bilan environnemental est au final meilleur que celui des biocarburants liquides issus de cultures énergétiques dédiées, bien que ceux-ci se montrent meilleur marché. En revanche le bio-GNV est compétitif en comparaison avec le véhicule électrique, sachant que le bilan environnemental du véhicule électrique dépend beaucoup du mix électrique de chaque pays. La technologie GNV / bio-GNV est disponible, elle est mature et elle autorise une autonomie satisfaisante pour les usages particuliers comme pour les usages professionnels. Cependant, malgré une fiscalité avantageuse pour le bio-GNV, le diesel reste économiquement attractif. En France, seuls les usagers particulièrement sensibles aux pratiques éco-responsables et les transporteurs routiers qui redoutent une restriction de l'accès dans les grandes agglomérations misent aujourd'hui sur le GNV voire le bio-GNV. Ils sont peu nombreux.

Au final les principaux avantages de la méthanisation en terme énergétique reposent sur la souplesse de cette forme d'énergie : elle n'est pas intermittente et elle est stockable. L'offre s'ajuste facilement à la demande. La filière peut en outre être sollicitée pour compenser les déséquilibres du réseau électrique. Mais cette souplesse ne saurait à elle seule justifier le soutien à la filière.

Sur le plan environnemental, en revanche, la méthanisation pourrait être une solution efficace pour réduire la pollution azotée issue du monde agricole, nitrates et ammoniac en tête. En effet, les cultures intensives mais plus encore l'élevage intensif ont profondément modifié le cycle de l'azote. Sous sa forme minérale (nitrate, ammonium), l'azote est un fertilisant. Les sols doivent donc recevoir une dose d'azote équivalente à la consommation des cultures. Les engrais de synthèse, de même que les fumiers et lisiers permettent cet apport. Toutefois l'azote des fumiers et lisiers se présente en partie sous forme organique, laquelle n'est pas directement assimilable par les cultures. Un long processus micro-biologique, difficilement maîtrisable, très influencé par la météorologie, doit se dérouler dans les sols pour que l'azote organique se minéralise. Si l'azote minéral n'est pas disponible au moment opportun pour les besoins des cultures, il est dissous par les eaux de pluie, emporté vers les nappes, les cours d'eau et les estuaires. C'est le phénomène qui explique la présence excessive de nitrates dans les régions où l'élevage intensif est répandu. C'est pourquoi l'épandage des lisiers est fortement réglementé et devient un problème. La méthanisation peut jouer une fonction doublement positive : l'azote présent dans les digestats est essentiellement minéralisé. S'il est épandu avec une technique appropriée, au bon moment, les émissions ammoniacales atmosphériques sont limitées et l'apport au sol permet une assimilation mieux contrôlée par les cultures, avec la même efficacité qu'un engrais de synthèse. On réduit ainsi les fuites de nitrates. Si en outre le digestat est traité (séparation de phase, compostage et concentration d'engrais) et homologué, il peut être transporté sur de longues distances pour être sorti des zones en excédent structurel d'azote et vendu comme un engrais.

La production des énergies renouvelable coûte cher. Exception faite de la filière bois, toutes les énergies renouvelables bénéficient d'un mécanisme de financement visant à compenser le surcoût de production : la prime était en 2012, en moyenne, de 30 €/MWh pour les biocarburants, 52 €/MWh pour l'électricité éolienne, 68 €/MWh pour l'électricité biogaz (chiffre en augmentation rapide du fait de nouveaux tarifs d'achat avec des nouvelles primes plus proches de 100 - 150 €/MWh) et 463 €/MWh pour l'électricité photovoltaïque. Le bio-méthane injecté dans le réseau bénéficie d'un mécanisme de prime semblable à l'électricité, de l'ordre de 80-90 €/MWh. Ainsi, pour la méthanisation, les tarifs d'achat de l'énergie sont 2,5 à 4,8 fois plus élevés que le cours des marchés. Ces tarifs sont construits pour compenser les difficultés propres aux différents types de projets : ils sont dégressifs avec la taille des installations, ils prévoient notamment une prime pour la méthanisation des effluents d'élevage (peu dense énergétiquement) et une prime pour les installations les plus efficaces sur le plan énergétique (dans le cas de la cogénération).

Dans les conditions tarifaires en vigueur lors de l'achèvement de ce travail, et dans l'hypothèse où la France parviendrait à produire 30 TWh/an d'énergie primaire, sous forme de biogaz, en 2030 (conformément au scénario tendanciel Green Gas Grid- ADEME-GrDF-2014), l'Etat dépenserait alors d'ici 2030 entre 49 et 58 M€ par an en subventions, tandis que le consommateur financerait les tarifs d'achat à hauteur de 1,67 Md€ par an en 2030.

Les sommes en jeu sont donc considérables. Pourtant, rares sont les projets qui atteignent l'équilibre financier et d'ailleurs les projets peinent à se concrétiser. C'est pourquoi, il est apparu utile d'analyser plus en détail la typologie des projets et la pertinence des tarifs qui s'y rapportent, non seulement au

regard de la viabilité des projets, mais aussi au regard de l'efficacité environnementale des deniers publics ainsi engagés.

Les projets de cogénération agricole méthanisant une majorité de résidus de culture (2/3 du mix intrant) sont rentables, mais les bénéfices environnementaux sur le cycle de l'azote sont médiocres. Si bien que le tarif d'achat de l'électricité ainsi produite n'est pas justifié du point de l'intérêt général.

Les projets méthanisant 2/3 en masse de déjections d'élevage, ce qui est représentatif du gisement identifié dans le scénario Green Gas Grid, atteignent une rentabilité fragile entre 100kWe et 500kWe. Cependant le bilan environnemental est passable. Le tarif d'achat de l'électricité n'est toujours pas complètement justifié du point de vue des externalités. En revanche, lorsque les digestats sont traités et par suite valorisés de façon plus pertinente, les externalités s'améliorent nettement et les tarifs d'achats apparaissent alors justifiés. Il faut toutefois noter que seuls les projets centralisés, d'une capacité supérieure à 500 kWe sont rentables dans cette configuration technique.

Mais les externalités peuvent encore être optimisées : les projets méthanisant 100% d'effluents d'élevage, sans et surtout avec traitement des digestats sont particulièrement intéressants pour lutter contre la pollution des produits azotés. En revanche, ces projets sont très chers car ils induisent des investissements en génie civil et des frais de fonctionnement notamment logistiques accrus. Leur rentabilité requerrait une aide fortement ré-évaluée mais qui resterait justifiée au regard des bénéfices pour la société. Ainsi les meilleurs projets sur le plan environnemental, reposant intégralement sur des déjections d'élevage, sont aussi les plus chers à soutenir. Dans un premier temps cependant, les pouvoirs publics pourraient se contenter de soutenir à moindre frais de tels projets en zones d'excédent structurel en nitrate. En effet des projets utilisant la chaleur de méthanisation pour traiter leurs digestats d'effluents d'élevage peuvent concentrer et ensuite exporter l'azote hors des ZES, trouvant ainsi une rentabilité intéressante face à la contrainte actuelle posée sur l'épandage des effluents d'élevage.

L'injection du biométhane dans le réseau de distribution présente le même paradoxe, les projets les plus bénéfiques à la société, méthanisant massivement des effluents d'élevage, étant les plus chers. Par ailleurs si les pouvoirs publics devaient choisir entre soutenir la cogénération ou l'injection biométhane, le bon choix dépendrait beaucoup des hypothèses de carbonation de l'électricité remplacée. La cogénération présente cependant deux avantages non négligeables : elle offre des externalités environnementales bien plus intéressantes (grâce au traitement des digestats), elle permet aussi des projets à petite échelle, adaptés à la taille de la ferme. A l'inverse, l'injection de biométhane dans les réseaux permet de cibler des usages différents de ceux de l'électricité : on pense à l'usage véhicule certes onéreux mais présentant un bilan environnemental particulièrement bon, mais le biométhane est tout aussi pertinent si le but est de chauffer une ville voisine trop éloignée pour bâtir un réseau de chaleur. Dans tous les cas, le paramètre clé est l'existence de débouchés pour chaque vecteur énergétique.

Au terme de ce travail, il apparait que la méthanisation constitue une énergie renouvelable chère mais dont le coût peut être justifié au regard des externalités environnementales qui, finalement, en font le principal intérêt. Pour que les dépenses publiques soient judicieuses, il faut organiser un soutien au cas par cas des projets de méthanisation. Actuellement l'aide est surtout apportée via les tarifs d'achat de l'énergie. Or, c'est un mécanisme uniformisant qui se prête difficilement à une discrimination fine des projets et à une modulation paramétrée par les externalités environnementales. C'est pourquoi l'équilibre entre le soutien à l'investissement et le soutien au fonctionnement mériterait d'être repensé. Nous ne pouvons que recommander une prime significativement accrue à la méthanisation d'effluents d'élevage, éventuellement proportionnelle aux quantités d'effluents traités et non à la quantité d'énergie produite, quitte à abaisser les tarifs d'achat de base de l'électricité et du biométhane. Dans le même temps, de plus larges subventions pourraient être accordées au cas par cas aux projets méthanisant de grandes proportions d'effluents d'élevage et traitant leurs digestats. Vu les taux de retour sur capital demandés par les investisseurs de la filière pour accepter de se lancer (30% dans les scénarios non dégradés), les pouvoirs publics auraient peut-être plus intérêt à subventionner massivement les projets ou à leur accorder des garanties bancaires qu'à racheter très cher l'énergie produite, même s'il existe dans ce cas un risque de faillite des projets une fois les subventions versées. Enfin les pouvoirs publics se devraient de faciliter les procédures d'homologation en cas de traitement des digestats, mais aussi d'encourager voire d'imposer la participation des agriculteurs et éleveurs aux projets de méthanisation centralisée se créant dans leur voisinage – avec bien évidemment des modalités à définir en concertation avec le monde agricole.

Par ailleurs, l'actualité nous rappelle que ce raisonnement pourrait être élargi en prenant en compte d'autres externalités tout aussi utiles pour l'intérêt général tel que la vitalité de l'économie rurale pour l'équilibre des territoires et la place qu'y tiennent les exploitations agricoles. Dans un contexte de diminution en Europe des subventions directes aux agriculteurs, où la concurrence s'accroît avec d'autres pays plus permissifs en termes de normes environnementales et de bien-être des animaux d'élevage, voulons-nous vraiment remettre en cause notre indépendance alimentaire ? Peut-être vaudrait-il mieux faire financer par un usage certes détourné mais universel (tout le monde a besoin d'énergie de même que tout le monde a besoin de se nourrir) le développement d'une filière aux retombées économiques principalement locales, bénéfiques à plusieurs points de vue dont celui de la réduction des émissions de gaz à effet de serre ou celui de la réduction des pollutions azotées diffuses.

## LISTE DES FIGURES

Figure 1 - Procédé de méthanisation .....	10
Figure 2 - Principe de la méthanogénèse.....	11
Figure 3 - Schéma de la méthanisation agricole .....	11
Figure 4 - Evolution de la TGAP pour la mise en décharge (sources MEDDTL et CFE).....	14
Figure 5 - Relation entre les excédents d'azote et la teneur en nitrate des eaux superficielles (Les flux d'azote liés aux élevages, INRA, 2012) .....	21
Figure 6 - Le cycle de l'azote à l'échelle de l'Europe des 27 pour l'année 2000. D'après (Onema et al., 2011b).....	24
Figure 7 - mécanisme de la nutrition des cultures par les engrais .....	24
Figure 8 - Disponibilité de l'azote du sol (proportion d'azote sous forme ammoniacale) après application de lisier bovin et porcin brut et de digestat de lisier bovin et porcin sur sol sablonneux (Sorensen, 2008).....	25
Figure 9 - Chiffre d'affaire à l'hectare pour différents usages du maïs hors subventions. Source : prix du maïs, prix du baril de brut : INSEE, prix du gaz : Ycharts. En valorisant le maïs éthanol au prix du brent non raffiné au pro-rata de l'énergie contenue, en valorisant le maïs biométhane au prix du gaz livré en Europe, mais en comptant un coût de transformation de 49€/MWh ce qui est déjà très optimiste .....	27
Figure 10 - Succession des cultures avec CI(VE).....	28
Figure 11 - Epandeur à pendillards .....	30
Figure 12 - Estimations hautes et basses des dommages sociétaux occasionnés par les émissions d'azote vers les eaux et l'atmosphère, au sein de l'Europe des 27 en 2000 d'après (Brink et al., 2011) et reprise dans (Sutton et al., 2011d) .....	31
Figure 13 - Estimation des pertes d'azote en France sous forme ammoniac et nitrate dues aux déjections d'élevage. Source : voir ci-dessus. NB : la quantité d'effluents captés en bâtiment (158Mt) est inférieure au chiffre de 183Mt proposé par l'ADEME dans Estimac.....	32
Figure 14 - Zones d'Excédent Structurel en Bretagne .....	35
Figure 15 - Processus de traitement des digestats .....	36
Figure 16 - Décomposition des coûts au MWh électrique d'un projet en ZES traitant le digestat. Source: modèle développé en interne et basé sur des données FNCUMA et ADEME entres autres.....	37
Figure 17 - Répartition des énergies renouvelables non électrique pour la production de chaleur dans le résidentiel .....	41
Figure 18 - Différents type de réacteurs de gazéification.....	45
Figure 19 - ACV des différentes motorisations de Renault Fluence .....	48
Figure 20 - Emissions de GES du puits à la roue pour différentes motorisations.....	49
Figure 21 - Les différentes ressources de biomasse et les procédés de transformation à mettre en œuvre pour obtenir des biocarburants liquides et gazeux.....	50
Figure 22 - Comparaison de la valeur de la production à l'hectare de blé alimentaire et bioéthanol. Source prix du blé mondial, du prix du baril de pétrole (Brent) : INSEE. Rendements à l'hectare : la politique d'aide aux biocarburants, Cour des Comptes, 2012 .....	52
Figure 23 - Comparaison de la valeur de la production à l'hectare de maïs alimentaire et bioéthanol. Source prix du maïs mondial, du prix du baril de pétrole (Brent) : INSEE. Rendements à l'hectare : la politique d'aide aux biocarburants, Cour des Comptes, 2012.....	52
Figure 24 - Réduction des émissions de gaz à effet de serre pour les filières éthanol (en % de réduction par rapport à la référence fossile), sans prise en compte de changement d'affectation des sols .....	53

Figure 25 - Réduction des émissions de gaz à effet de serre pour les filières Esters (en % de réduction par rapport à la référence fossile), sans changement d'affectation des sols .....	53
Figure 26 - Mix énergétique final français en 2012. Source : <a href="http://www.connaissancedesenergies.org">www.connaissancedesenergies.org</a> .....	58
Figure 27 - Coût d'achat de l'électricité renouvelable en 2012. Source: CRE .....	59
Figure 28 - Mécanisme de la CSPG. Source : E-cube.....	60
Figure 29 - Tarifs d'achat de l'électricité issue de méthanisation .....	61
Figure 30 - Tarifs d'achat du biométhane .....	61
Figure 31 - Scénarios Green Gas Grids à l'horizon 2030 .....	63
Figure 32 - Flux financiers annuels autour de la filière méthanisation en 2030 – Source : modèle développé en interne .....	65
Figure 33 - Cogénération, 1/3 de déjections d'élevage et 2/3 de résidus de culture .....	66
Figure 34 - Cogénération, 2/3 de déjections d'élevage et 1/3 de résidus de culture .....	67
Figure 35 - Cogénération, 2/3 de déjections d'élevage et 1/3 de résidus de culture, chaleur de cogénération utilisée pour traiter les digestats .....	68
Figure 36 - Cogénération, 100% de déjections d'élevage.....	69
Figure 37 - Injection biométhane, 1/3 d'effluents d'élevage dans les intrants.....	70
Figure 38 - Injection biométhane, 2/3 d'effluents d'élevage dans les intrants.....	71
Figure 39 - Injection biométhane, 100 % d'effluents d'élevage dans les intrants .....	71

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 - Consommation d'énergie primaire et production d'énergie renouvelable, France (Chiffres clef de l'énergie 2013) .....	8
Tableau 2 – Méthanisation, comparaisons et perspectives .....	9
Tableau 3 - Récapitulatif des avantages et inconvénients de la production de biogaz par les ISDND .....	16
Tableau 4 - Récapitulatif des avantages et inconvénients de l'incinération de la part fermentescible des ordures ménagères .....	17
Tableau 5 - Récapitulatif des avantages et inconvénients de la récupération de la part fermentescible des ordures ménagères par Tri mécano-biologique .....	17
Tableau 6 - Source : Réussir un projet de méthanisation territoriale multipartenariale, Edition 2011, COOP de France et CUMA France en partenariat avec AILE .....	20
Tableau 7 – Chiffrage des externalités attachées à l'azote.....	34
Tableau 8 - Comparaison des filières de production d'électricité pour 6 indicateurs (Echelles de couleurs propres à chaque indicateur).....	40
Tableau 9 - - Bilan carbone de projets de méthanisation de 1MWe équivalent.....	44
Tableau 10 - Exemple de composition du gaz de synthèse à différentes étapes du procédé de production de biométhane par gazéification .....	45
Tableau 11 - Comparaison véhicules électrique et bioGNV.....	49
Tableau 12 – Comparaison des prix des carburants en France en juin 2015 (au litre et à l'unité énergétique).....	56
Tableau 13 – Comparaison d'une offre catalogue pour l'achat d'un véhicule GNV en France .....	56
Tableau 14 - Différentes études sur le développement de la filière méthanisation en France .....	62
Tableau 15 – Cas simulés dans notre analyse de projets.....	65



## BIBLIOGRAPHIE

### Bibliographie en référence aux notes de bas de page

- 1 - Commissariat Général au Développement Durable, octobre 2014
- 2 - 8 Chiffres qui expliquent la colère des agriculteurs ; Le Monde, 7 novembre 2014
- 4 - Pollution aux nitrates : la France de nouveau condamnée par la justice européenne, Le Monde, 4 septembre 2014
- 5, 32, 40 - Coûts des principales pollutions agricoles de l'eau, CGDD, Etudes et documents n°52 septembre 2011
- 6, 9 - Chiffres clés des énergies renouvelables, CGDD, juin 2013
- 7, 53 - Contribution de l'ADEME à l'élaboration de visions énergétiques 2020-2030, ADEME, juin 2013
- 9 – cf.6
- 10 - Ademe et Fnade, « Etat des connaissances techniques et recommandations de mise en œuvre pour une gestion des installations de stockage de déchets non dangereux en mode bioréacteur » Décembre 2007
- 11, 25 - Rapport du GIEC 2013
- 12 - Stockage des déchets non dangereux gérés par les collectivités, les prix en 2012, ADEME, octobre 2013
- 13 - L'incinération des déchets ménagers et assimilés, ADEME, décembre 2012
- 14 - Enquête sur les prix de l'incinération des déchets municipaux, Ademe, novembre 2011
- 15 - Enquête sur les installations de traitement des déchets ménagers et assimilés en 2000, ADEME 2000
- 16 - Etude comparative de la qualité de composts et de digestats issus de la fraction fermentescible d'ordures ménagères, collectées séparément ou en mélange, INERIS, avril 2012
- 17 - Traitement Mécano-biologique (TMB), Fiche technique ADEME, mars 2014
- 18, 22 - Rapport Solagro, La digestion anaérobie des boues urbaines : état des lieux, état de l'art, 2001
- 19 - Méthanisation des boues d'épuration – règles de l'art, Agence de l'Eau Rhône-Alpes et Corse, 2012
- 20 - Etude de marché de la méthanisation et des valorisations du biogaz, EY pour ADEME et GrDF, Septembre 2010
- 21, 35, 37, 41, 45, 46, 90 - Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation, ADEME et Solagro, avril 2013
- 22 - Réalisation d'un référentiel technique et économique d'unités de traitement des déchets organiques par méthanisation avec et sans valorisation du biogaz, 2003
- 22 – cf. 18
- 23 - Méthanisation, Fiche technique ADEME, février 2014
- 24 - Déchets des industries agroalimentaires – Une bonne gestion des déchets organiques, Agreste n°245 juillet 2010
- 25 – cf.11
- 26 - Qualité agronomique et sanitaire des digestats, ADEME, Octobre 2011
- 27 - Les flux d'azote liés aux élevages, INRA 2012
- 28 – cf. 27
- 29 - Réduire les fuites de nitrates au moyen de cultures intermédiaires, Nicolas Beaudoin et al. , juin 2012
- 30, 35, 42, 44, 70 - Analyse du Cycle de Vie du Biogaz issu de cultures énergétiques, ADEME 2011
- 31 - Les Cultures Intermédiaires à Vocation Energétique : un fort potentiel méthanogène, Travaux & Innovations n°203, décembre 2013
- 32 – cf. 5
- 33 - A. Gac, F. Beline, T. Bioteau, Février 2006. Digestion anaérobie et gaz à effet de serre. Application pour le calcul du bilan des émissions de gaz à effet de serre des installations de digestion anaérobie. Version 1.0 Guide méthodologique.
- 34 - HANSEN, M. N., T. S. BIRKMOSE, et al. (2005) : "Effects of separation and anaerobic digestion of slurry on odour and ammonia Emission during Subsequent Storage and land application".
- 35 – cf. 30
- 35 - Plan énergie méthanisation autonomie azote, MAAF & MEDDE, 2013
- 35 – cf. 21
- 35, 40, 41 - Evaluation des quantités actuelles et futures des déchets épandus sur les sols agricoles et provenant de certaines activités, Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable, 2002
- 36 - [www.revenuagricole.fr](http://www.revenuagricole.fr)
- 37 – cf.21
- 38 - Brink et al., 2011 et Sutton et al., 2011d

- 39 - Synthèse de l'ESCo à partir des données publiées dans la littérature, notamment Citepa 2011 (Citepa, 2011) et IFEN pour les pertes de nitrates (Ifen, 2002)
- 40 – cf. 5, cf.35
- 41, 45, 46 - Les flux d'azotes liés aux élevages, INRA 2012, chapitre 6
- 41 – cf. 21, cf. 35
- 42 – cf. 30
- 43 - Emissions de gaz à effet de serre en bâtiment d'élevage bovin, J-B Dollé, P. Robin, 2006
- 44 – cf. 30
- 45 – cf. 41
- 46 – cf. 41
- 47 - L'officiel des transporteurs n°2786 du 22 mai 2015
- 48 - Freins au développement de la méthanisation dans le secteur agricole, CGEDD N°008169-01 et CGAAER N°12025, Novembre 2012
- 49 - Réussir un projet de méthanisation territoriale multipartenariale, COOP de France, FNCUMA et AILE, Edition 2011.
- 50, 59, 61, 94 - Rapport technique : Comparaison des filières de production d'électricité et des bouquets d'énergie électrique, CIRAIG, Novembre 2014
- 51 - <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Les-tarifs-d-achat-de-l,12195.html>
- 52 - Chiffres clés de l'énergie, Commissariat au développement durable, édition 2013
- 53 – cf. 7
- 54 - Chiffres clés Bâtiment, ADEME, édition 2013
- 55 - [www.quelleenergie.fr](http://www.quelleenergie.fr) – [www.les-energie-renouvelables.eu](http://www.les-energie-renouvelables.eu) – Le chauffage et l'eau chaude solaire, ADEME, mars 2011
- 56 - [www.injectionbiomethane.fr](http://www.injectionbiomethane.fr), fin mars 2015
- 57 - Expertise de la rentabilité des projets de méthanisation rurale, ADEME, février 2010
- 58 – cf. 42
- 59- cf. 50
- 59 - Composition du mix électrique français, Wikipédia
- 60 - Article CO2, Wikipédia, issu du bilan carbone de l'ADEME
- 61 – cf.50
- 62 - Pilote GAYA de 500kW en France, pilote de 1MW à Güssing en Autriche et pilote Gobiogas de 20MW en Suède
- 63, 64, 67 - Biométhane de gazéification, évaluation du potentiel de production en France aux horizons 2020 et 2050, Grdf, Février 2013
- 64 – cf. 63
- 65 – cf. 37
- 66, 71 - Scénario Facteur 4, Grdf, Avril 2013
- 67 – cf. 63
- 68 - Vers un système gazier 100% décarboné, E-cube, juillet 2013
- 69 - CONCAWE et al. Well-to-wheel analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context, 2007
- 70 – cf. 42
- 71 – cf. 66
- 72 - Etude biogaz Etat des lieux et potentiel du biométhane carburant, GDF Suez, IFP et ADEME, Février 2009
- 73 - La politique d'aide aux biocarburants, Cour des Comptes, janvier 2012
- 74 - Les prix, les marges et la consommation des carburants, IGF et CGEJET, Novembre 2012
- 75 - Évaluation des externalités et effets induits économiques, sociaux et environnementaux de la filière biodiesel en France, Version du 2 décembre 2003, PricewaterhouseCoopers
- 76 - Synthèse des analyses de cycle de vie appliquées aux biocarburants de première génération consommés en France (par BIO Intelligence Service Coordination technique : ADEME - Service bioressources; direction productions et énergies durables (DPED) – ADEME, Février 2010).
- 77 - Revue critique des études évaluant l'effet des changements d'affectation des sols sur les bilans environnementaux des biocarburants, Cara S. et al. (2012)
- 78 - Etude – Plus de 40 millions de véhicules GNV dans le monde en 2024, Navigant Research, janvier 2015
- 79 - [www.gaz-mobilite.fr](http://www.gaz-mobilite.fr)
- 80 - [www.vehiculeagaz.ch](http://www.vehiculeagaz.ch)
- 81 - Article CSPE, Wikipédia

84 - L'injection de biométhane : Quelle dynamique pour le marché français ? E-cube Strategy consultants, avril 2012

85 – cf. 49

86 - Observ'ER, baromètre 2013 des énergies renouvelables en France, 2014

87 - Une vision pour le biométhane en France pour 2030 – Green Gas Grid, ADEME et GrDF, octobre 2014

88 – cf. 49

90 – cf. 21

92 – cf. 49

93 – cf. 49

94 – cf. 50

95 – cf. 59

## Autres ressources bibliographiques non citées

Intitulé, origine, date	Thème
Analyse des projets de méthanisation en agriculture. Suivi des projets financés par les appels à projets 2009 et 2010, Jaujay et al., octobre 2011	Méthanisation
Bilan national des projets biogaz au 1er juillet 2013, état des lieux des projets biogaz par cogénération bénéficiant d'un récépissé ADEME, ADEME, juillet 2013	Méthanisation
Etat des lieux et dynamique du parc d'installations biogaz en France, ADEME, rapport intermédiaire	Méthanisation
Etude d'un schéma méthanisation, Communauté de Communes du pays de Romans, Solagro, Avril 2011	Méthanisation
Etude de faisabilité d'une installation de biogaz agricole à Chamby (Suisse),Franco Gamarra Vives et Bruno Le Roy, juin 2013	Méthanisation
Expertise des conditions de rentabilité des filières de biogaz, restitution publique, Club Biogaz ATEE, mai 2013	Méthanisation
Guide des bonnes pratiques pour les projets de méthanisation, Club Biogaz ATEE, décembre 2011	Méthanisation
La méthanisation à la ferme, guide pratique pour les projets d'une puissance électrique inférieure à 500kWe, ADEME, Septembre 2011	Méthanisation
Le marché du biogaz, Xerfi, Flavien Vottero, août 2014	Méthanisation
Méthanisation agricole : quelle rentabilité selon les projets, Sciences Eaux et Territoires, n°12 2013	Méthanisation
Méthanisation des boues d'épuration – règles de l'art, Agence de l'Eau Rhône-Alpes et Corse, 2012	Méthanisation
Produire du biométhane, guide pratique, AILE, novembre 2012	Méthanisation
Biodéchets : quels coûts de gestion global – Résultats de l'étude ADEME et leviers d'optimisation, septembre 2010	I – Déchets
Collecte et traitement des déchets ménagers – Quels coûts dans les villes moyennes ?, Fédération des villes moyennes, septembre 2013	I – Déchets
Communauté urbaine Lille Métropole, Centre de Valorisation Organique, ATEE Club Biogaz, 2011	I – Déchets
Contexte français des biodéchets : une opportunité pour le biogaz, atee, 2011	I – Déchets
Déchets – Chiffres clés, ADEME, édition 2014	I – Déchets
Enquête sur les prix de l'incinération des déchets municipaux, ADEME, novembre 2011	I – Déchets
Les biodéchets, une filière d'avenir, réseau Compostplus, août 2013	I – Déchets
CIBIOM : Premiers résultats – Valorisation de cultures intermédiaires, ARVALIS, atee, décembre 2013	II – Externalités et Cultures intermédiaires
Introduire les cultures intermédiaires, ADEME - Agriculture et Environnement fiche n°4, janvier 2015	II – Externalités et Cultures intermédiaires
La méthanisation agricole : une filière en plein boom !, Travaux et innovations numéro 203, décembre 2013	II – Externalités et Cultures intermédiaires
La méthanisation rurale, La Voix Biolactée n°75, Christian Couturier – Solagro, janvier 2014	II – Externalités et Cultures intermédiaires
Les CIVE – Cultures Intermédiaires à Vocation Energétiques, Trame	II – Externalités et Cultures intermédiaires
Les cultures intercalaires à vocation énergétiques, Agriculture et terroirs, Hubert Guerault, novembre 2012	II – Externalités et Cultures intermédiaires
Méthanisation agricole et utilisation de cultures énergétiques en codigestion, ADEME, MEDDE, MESR, décembre 2009	II – Externalités et Cultures intermédiaires
Avancées réglementaires et techniques sur les digestats, atee, décembre 2013	II – Externalités et digestats
DIVA: projet ANR de recherche industrielle pour la caractérisation des digestats, 2013	II – Externalités et digestats
Mission de suivi des demandes d'homologation des digestats issus de méthanisation agricole, notamment en Bretagne, Balny et Roussel, décembre 2012	II – Externalités et digestats
Sols et matières organiques, Agro-transfert – ressources et territoires – Chambre d'Agriculture de Picardie, 2007	II – Externalités et digestats
Détermination de l'intérêt environnemental via l'analyse du cycle de vie du traitement des effluents organiques par méthanisation au regard des contraintes territoriales, Lynday Aissani, Audrey Colet, Fabrice Beline, Sciences Eaux et Territoires N 12, 2013	II – Externalités et Nitrates
Etude d'impact environnemental basée sur la méthodologie ACV d'un projet de méthanisation territoriale, Anne Bouter, Journées Recherche et Industrie, février 2015	II – Externalités et Nitrates
Plan d'action relatif à une meilleure utilisation de l'azote en agriculture, Delcour et al., juin 2013	II – Externalités et Nitrates
Bilans énergétiques et environnementaux de filières biogaz : approche par filière-type, thèse présentée par Essam Almansour, 2011	III – Energie

Chiffres clés de l'énergie, édition 2012, CGDD, décembre 2012	III – Energie
Coût et aides publiques – Le coût d'un réseau de chaleur, CETE de l'Ouest, 2009	III – Energie
<a href="http://www.acqualys.fr/page/prix-officiel-des-energies-electricite-bois-fioul-gaz">http://www.acqualys.fr/page/prix-officiel-des-energies-electricite-bois-fioul-gaz</a>	III – Energie
<a href="http://www.france-hydro-electricite.fr/dossiers/evaluationdupotentiel">http://www.france-hydro-electricite.fr/dossiers/evaluationdupotentiel</a>	III – Energie
<a href="http://www.lepanneausolaire.net/est-ce-rentable-produire-l-eau-chaude-solaire.php">http://www.lepanneausolaire.net/est-ce-rentable-produire-l-eau-chaude-solaire.php</a>	III – Energie
La consommation d'énergie en France en 2013, Union Française de l'Electricité,	III – Energie
La géothermie en France – étude du marché en 2011, afpg, 2011	III – Energie
Le bilan énergétique de la France en 2012, CGDD, n°168 juillet 2013	III – Energie
Le biogaz, alternative écolo au gaz de schiste ? Les Echos – Anne Feitz, mars 2014	III – Energie
Le biogaz, une énergie renouvelable multiforme, stratégique dans la transition - Livre blanc du biogaz, ATEE Club biogaz, mai 2014	III – Energie
Mise en valeur du biogaz dans des usines de biométhanisation de Montréal: perspectives, analyse et recommandations, Eric Pinard, Université de Sherbrooke, septembre 2011	III – Energie
Rapport d'activité 2013, CRE, juillet 2014	III – Energie
Valorisation du biogaz dans l'utilisation de la technologie DMT TS-PWS, DMT	III – Energie
<a href="http://www.connaissancesdesenergies.org">www.connaissancesdesenergies.org</a>	III – Energie
Le parc de logements en France métropolitaine en 2012, CGDD – Chiffres et statistiques n°534 juillet 2014	III – Energie et Chaleur
Modes de chauffage dans l'habitat individuel, ADEME, Décembre 2014	III – Energie et Chaleur
Biogaz et biométhane, AAER n°52, janvier 2011	III – Energie et Mobilité
Etat des lieux et potentiel du biométhane carburant, ADEME, GNV, atee, GDF Suez, IFP, MEDDE, novembre 2008	III – Energie et Mobilité
GE et GRTgaz s'engagent à promouvoir le développement d'un réseau de station de GNC en France, communiqué de presse, juin 2015	III – Energie et Mobilité
GNV: potentiel, verrous et exemples de développement en cours, IFPEN, juin 2011	III – Energie et Mobilité
Le bioGNV : une solution française de mobilité durable, CLub Biogaz ATEE, juin 2014	III – Energie et Mobilité
Le gaz monte en puissance... et en tonnage, dans le transport routier, Logistiques Magazine, n°297 mars 2015	III – Energie et Mobilité
Le gaz naturel carburant dans le monde, Association Française du GNV, septembre 2010	III – Energie et Mobilité
Le GNL carburant, une solution face au durcissement des réglementations environnementales du secteur transport, SiaPartners, novembre 2014	III – Energie et Mobilité
Les déplacements – Incitations financières véhicule 2014, ADEME, février 2014	III – Energie et Mobilité
Les perspectives du GNV en France, Association Française du GNV, Mars 2012	III – Energie et Mobilité
Quelle stratégie pour mettre en échec la pollution urbaine ? AFGNV,	III – Energie et Mobilité
Rouler au gaz naturel, Touring Club Suisse, novembre 2009	III – Energie et Mobilité
Scania, pionnier du transport durable, Scania Mag, N°25/2014	III – Energie et Mobilité
Transport routier – La fin du tout diesel, Supply Chain Magazine, n°92 mars 2015	III – Energie et Mobilité
Calculateur tarifs électricité - biométhane Club Biogaz, juillet 2014	IV – Economie
Développement d'un calculateur pour déterminer l'intérêt technico- économique de la méthanisation dans les différents systèmes de productions animales : Méthasim, Levasseur et al., 2011	IV – Economie
Emplois dans la filière biogaz de 2005 à 2020, atee, février 2011	IV – Economie
Impact sur l'économie et l'emploi d'installations de méthanisation agricole en Bourgogne, S3D – ADEME, avril 2015	IV – Economie
Prix et coûts de production de six grandes cultures : blé, maïs, colza, tournesol, betterave et pomme de terre, Dominique Desbois et Bernard Legris, 2007	IV – Economie
Biométhane de microalgues, évaluation du potentiel de production en France aux horizons 2020 et 2050, GrDF, février 2013	Divers
Le biogaz en France et en Allemagne, Thibault Chapron, novembre 2014	Divers
Le biométhane en Allemagne, Office franco-allemand pour les énergies renouvelables, mars 2015	Divers
Méthane, fiche Air Liquide	Divers
<a href="http://www.revenuagricole.fr">www.revenuagricole.fr</a>	Divers

## ANNEXES

### I - Chaleur décarbonée dans le résidentiel – feuille de calculs

Chaleur résidentiel (chiffre ADEME décembre 2014) (TWh)	545
Habitat individuel (nb logement)	15928000
Habitat collectif (nb logement)	12148000
Chaleur logements individuels (TWh)	309

En noir : hypothèses  
En rouge : calculs

		Energie (TWh)	Prix (Euros/MWh)	Coût (Euros)
Electricité (individuel) ( chiffres gas in focus)	36,00%	111	145,00 €	16 139 609 346,06 €
Gaz (individuel) ( chiffres gas in focus)	37,00%	114	73,60 €	8 419 805 396,78 €
Fioul (individuel) ( chiffres gas in focus)	20,00%	62	92,00 €	5 689 057 700,53 €
Charbon (individuel)	0,50%	2	45,00 €	69 567 281,66 €
Somme fossile	57,50%	178		14 178 430 378,97 €
Mix fossile			79,75 €	
PAC			41,43 €	
Différence fossile - PAC			38,32 €	

Habitat individuel avec chaleur fossile (nb logement)	9158600
Chaleur fossile par logement individuel (MWh/an)	19

Cohérent avec la biblio

Hypothèse GGG 2030 - injection biométhane (TWh)	9,2
Hypothèse GGG 2030 (années)	15
Hypothèse GGG 2030 traduit en PAC (nb logements)	473943
Taux pénétration équivalent dans l'habitat individuel	3%

Comparaison PAC/fossile pour produire (TWh)	9,2
Coût PAC unitaire moyen TTC pose comprise	15 000,00 €
Investissement (équipement en PAC pour produire le volume énergétique)	7 109 152 293,58 €
COP	3,5
Consommation électricité des PAC (TWh)	2,6
Coût électricité des PAC	381 142 857,14 €
Coût fossile	733 712 000,00 €
Economie annuelle (coût fossile - coût électricité PAC)	352 569 142,86 €
Retour sur investissement	20,2
Economie avec pénétration progressive horizon 2030	2 644 268 571,43 €
Coût en 2030 (Investissement - économie sur consommation)	4 464 883 722,15 €

C'est bcp, il faut aider

Moralité si on favorise la pénétration des PAC en mettant 4,4 Md€, on obtient la même décarbonation qu'en subventionnant l'injection de biométhane avec 7,8 Md€

## II - Hypothèses de modélisation économique des projets de méthanisation agricole

Nos hypothèses de coûts utilisées dans le modèle sont issues de multiples sources, dont en particulier *Réussir un projet de méthanisation territoriale multipartenariale, Edition 2011, COOP de France et CUMA France en partenariat avec AILE*, mais aussi d'entretiens spécifiques menés durant la période 2014-2015 en prélude à la rédaction de ce mémoire.

**Pouvoir méthanogène des intrants :** pour simplifier, nous avons considéré que les projets de méthanisation ne méthanisaient que deux types d'intrants : des déjections d'élevage et des résidus de culture et assimilés (nous avons inclus les CIVEs dans cette dernière catégorie – cela permet de couvrir 92% du gisement en masse proposé dans le scénario tendanciel Green Gas Grid – voir *supra*).

Pour le pouvoir méthanogène des intrants, nous avons utilisé les hypothèses de *Estimation des Gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation*, Solagro pour ADEME. Pour les effluents d'élevage (lisiers 0,12MWh/t et fumiers 0,33MWh/t), nous avons retenu un pouvoir méthanogène moyen de **0,25MWh/t** correspondant au mix de lisier et de fumier dans le gisement mobilisable proposé. De même pour les résidus de cultures et assimilés (pailles de céréales 1,94MWh/t, autres résidus de culture 1,23MWh/t et CIVE 0,48MWh/t), nous avons retenu un pouvoir méthanogène moyen de **1,08MWh/t**.

Bien évidemment, cela n'empêche pas de faire des sensibilités avec d'autres pouvoir méthanogènes (méthanisation de fumier uniquement, etc.)

**Investissement :** nous avons séparé les investissements pour un projet de méthanisation en 5 catégories :

- Investissements fixes (étude de développement, expertise technique, etc.)
- Investissements proportionnels à la quantité d'intrants méthanisés (digesteurs, cuves de stockage, etc.)
- Investissements proportionnels à la quantité d'énergie générée (installation de cogénération ou épuration / injection de biométhane)
- Investissements proportionnels à la longueur de réseau de chaleur ou de gaz naturel créée
- Investissements liés au traitement des digestats : séparation de phase, concentration de la phase liquide, compostage de la phase solide

Les investissements fixes, ceux proportionnels à la quantité de matière méthanisée et ceux proportionnels à l'énergie générée, ramenés à la puissance de l'installation, sont logiquement dégressifs avec cette dernière (en puissance brute maximale de l'unité de méthanisation, laquelle ne dépend que de l'énergie contenue dans les intrants), puisqu'il y a des effets d'échelle favorisant les grosses installations.

Ces trois catégories d'investissement ont été interpolés autour des puissances brutes correspondant en cogénération à des puissances électriques de 35kWe, 170kWe et 2126kWe, interpolés linéairement entre ces puissances, extrapolés constants en dessous de 35kWe et extrapolés linéairement au-delà de 2126kWe.

Les puissances **35kWe**, **170kWe** et **2126kWe** ont été choisies car elles correspondent à des projets type dont l'investissement est chiffré dans le document *la méthanisation à la ferme, guide pratique pour les projets d'une puissance électrique inférieure à 500kWe*, ADEME, Solagro, Aile, Trame, Septembre 2011 :

Puissance électrique	Installation de 35 kWe	Installation de 170 kWe	Installation de 500 kWe
Exemple de tonnage entrant	2200 t dont 68 % d'effluents d'élevage	5500 t dont 86 % d'effluents d'élevage	19 000 t dont 79 % d'effluents d'élevage
Investissement total	0,3 à 0,5 M€ Soit de 10 à 15 000 €/kWe	1,3 à 1,5 M€ Soit 8600 €/kWe	2,5 à 3,2 M€ Soit 5600 €/kWe

On remarque bien évidemment que l'installation la plus puissante mentionnée dans le tableau ci-dessus a une puissance de 500 kWe et non pas de 2126 kWe. Toutefois nous avons des raisons de penser que l'installation correspond en réalité au projet Tiper (Louzy, 79) dont le détail des coûts présenté dans *Réussir un projet de méthanisation territoriale multipartenariale* donne 11,9 M€ pour une installation de 2126kWe (hors traitement des digestats) soit 5600€/kWe, sachant que l'installation méthanise également 79% d'effluents d'élevage, dont 19 000 t de lisiers. Il peut s'agir d'une coïncidence, mais toujours est-il que nous avons choisi d'écarter le cas à 500kWe pour le remplacer par le cas Tiper à 2126kWe. Ceci d'autant plus que cela est cohérent avec le chiffre de 5000 à 7000€/kWe annoncé par *Réussir un projet de méthanisation territoriale multipartenariale* pour un projet de 1MWe.

**Investissement fixe** : le document *Réussir un projet de méthanisation territoriale multipartenariale*, Edition 2011, COOP de France et CUMA France en partenariat avec AILE retient un coût d'environ 1M€ pour un projet de 1MWe. A partir d'entretiens spécifiques, nous avons retenu dans notre modèle les valeurs suivantes : **200k€ pour 35kWe, 300k€ pour 170kWe et 1500k€ pour 2126kWe.**

**Investissements proportionnels à la quantité d'intrants méthanisés et investissements proportionnels à la quantité d'énergie générée.** Pour ces deux postes de coût, nous avons procédé en deux temps.

Tout d'abord, nous avons utilisé les valeurs proposées par *Réussir un projet de méthanisation territoriale multipartenariale* pour un projet de 1MWe, à savoir un investissement de 50 à 100€ par tonne de capacité nominale de traitement d'intrants annuelle, et 800 à 1200€ par kW de puissance nominale brute (correspondant donc au pouvoir méthanogène de intrants, avant pertes, rendement de conversion et auto-consommation). Nous avons donc retenu respectivement dans un premier temps les valeurs de 75€/t de capacité nominale et 1000€/kW de puissance brute nominale.

Dans un second temps il a fallu adapter ces deux valeurs aux trois projets de 35kWe, 170kWe et 2126kWe, en les multipliant pour chaque projet par un coefficient pour retomber sur l'investissement total proposé dans le tableau ci-dessus (en prenant en compte investissement fixe, investissement « matière » et investissement « énergie »). Comme il s'agit de projets anciens, nous avons supposé un rendement électrique de 35% (contre 38% pour de nouveaux projets), soit des puissances nominales brutes de 100kW, 486kW et 6074kW. Avec le mix d'intrants pour chacun de ces projets, cela correspond à des tonnages nominaux annuels traités égaux à respectivement 1699t, 11619t et 125408t. Les coefficients ont donc été respectivement été de **1.04, 0.86 et 0.67** pour retomber sur les 12500€/kWe, 8600€/kWe et 5600€/kWe du tableau ci-dessus.

Citons enfin que pour les projets d'injection biométhane, nous avons appliqué un sur-investissement de **300k€** par rapport aux projets de cogénération pour une même puissance brute conformément aux chiffres proposés par *Réussir un projet de méthanisation territoriale multipartenariale* qui propose pour un projet de 1MWe 1M€ pour une unité de cogénération vs. 1,3M€ pour épuration + injection du biométhane.

**Investissements proportionnels à la longueur de réseau de chaleur ou de gaz naturel créée** : pour ces investissements, que nous avons en général négligés, nous avons retenu la valeur de **200€ par mètre de canalisation**, comme préconisé dans le rapport de l'ADEME *Expertise de la rentabilité des projets de méthanisation rurale* (février 2010)

**Investissements liés au traitement les digestats : séparation de phase, concentration de la phase liquide, compostage de la phase solide** : pour un projet de 1MWe, le document *Réussir un projet de méthanisation territoriale multipartenariale* propose un investissement de 4M€. Cependant après analyse des différentes études de cas détaillées dans ce même document, nous avons plutôt retenu un investissement de **1M€ plus 1M€ par MWe**.

Au final, les coûts d'investissement dans notre modèle peuvent être synthétisés de la manière suivante (avec pour les trois premières catégories interpolation linéaire pour les puissances intermédiaires, extrapolation constante pour les puissances < 35kWe et extrapolation linéaire pour les puissances > 2126kWe) :

Catégorie	35kWe	170kWe	2126kWe
Investissement fixe	200k€	300k€	1500k€
Investissement matière	78€/ t de capacité nominale	64€/ t de capacité nominale	50€/ t de capacité nominale
Investissement énergie	1044€/ kW brut nominal	856€/ kW brut nominal	672€/ kW brut nominal
Investissement réseau	200€ /m de canalisation		
Investissement traitement des digestats	1M€ + 1M€ par MWe		

Dans notre modèle, le passage des puissances et capacités nominales aux puissances et capacités moyennes employées s'est fait en supposant que les installations fonctionnaient à puissance nominale **8000h par an**.

**Coûts d'opération de l'installation** : nous avons séparé les OPEX en trois catégories :

- Salaires des opérateurs
- Maintenance lourde
- Logistiques des intrants et des digestats

**Salaires des opérateurs** : toutes les installations, même petites, ont besoin de payer des techniciens pour venir assurer leur maintenance, au moins à temps partiel. En effet il est ressorti des entretiens que nous avons menés que si les agriculteurs sont en mesure d'assurer eux-mêmes l'approvisionnement de leurs digesteurs et l'épandage des digestats dans le cas d'une installation à la ferme, il est très rare qu'ils aient le temps et la compétence pour régler tous les problèmes techniques rencontrés par les équipements. Il faut alors payer des techniciens qualifiés, qui plus est avec des astreintes puisque l'installation tourne 7j/7.

*Réussir un projet de méthanisation territoriale multipartenariale* estime pour une installation de 1MWe le besoin de personnel à 2 équivalents temps plein, soit 150k€/an. Dans notre modèle, nous avons défini les coûts salariaux pour les projets de puissance électrique (ou puissance électrique équivalente en cas d'injection biométhane) 35kWe, 170kWe et 2126kWe, et nous avons interpolé et extrapolé les coûts pour d'autres puissances, constants en-dessous de 35kWe et linéairement au-dessus de 2126kWe. Les valeurs que nous avons retenues, issues notamment des entretiens que nous avons menés, sont les suivantes :

Catégorie	35kWe	170kWe	2126kWe
ETP	1	1	4
Coût salarial de l'ETP	45k€/an	75k€/an	75k€/an
TOTAL	45k€/an	75k€/an	300k€/an

**Maintenance lourde** : Un des messages très forts qui est ressorti des différents entretiens que nous avons menés est que beaucoup des installations de méthanisation développées au cours des dernières années ont négligé les coûts de maintenance lourde qu'elles allaient rencontrer. En effet beaucoup des installations ont utilisé des digesteurs et autres équipements de technologie allemande non adaptés à des mix d'intrants non pas composés de cultures énergétiques stables mais plutôt de

grandes quantités de déjections d'élevages et autres déchets pouvant contenir des impuretés dommageables pour les équipements (pierres, etc.). Du fait de la casse machine, *Réussir un projet de méthanisation territoriale multipartenariale* estime les coûts de maintenance entre 10 et 20€ par tonne de matière méthanisée. Partant du principe que les nouveaux projets ont su apprendre de ces erreurs, et qu'une offre d'équipements français plus « sur-mesure » est en train de se constituer, nous avons retenu **10€/t de matière méthanisée** dans notre modèle.

Lorsqu'il s'agit d'un projet d'injection de biométhane, on ajoute également dans cette catégorie des frais de location du poste d'odorisation / contrôle et mesure / injection au sein du réseau de distribution de gaz naturel. D'après différentes sources dont des sources au sein du groupe Engie, cela représente environ **115k€ par an**.

**Logistique des intrants et des digestats** : cela correspond aux coûts d'approvisionnements en intrants et aux coûts de transport des digestats vers leurs lieux d'épandage. Ces coûts ne s'appliquent qu'à des installations centralisées s'approvisionnant auprès de plusieurs agriculteurs et éleveurs qui peuvent se trouver à une certaine distance, ceux-ci fournissant les résidus de culture et les effluents d'élevage, acceptant l'épandage des digestats sur leurs terres, mais laissant à la charge de l'installation la collecte des intrants et la distribution des extrants. A l'inverse une installation à la ferme n'engage pas pour l'agriculteur de coûts supplémentaires à collecter déjections d'élevage et résidus de culture (si ce n'est l'adaptation de la moissonneuse-batteuse) ni à épandre les digestats (au lieu d'épandre des déjections).

Pour évaluer ces coûts, il a fallu procéder en plusieurs étapes. Tout d'abord pour un projet centralisé donné, évaluer la surface d'approvisionnement autour du projet pour chaque intrant et la surface d'épandage pour les digestats, ces surfaces évaluées à des cercles autour du projet permettant ensuite de calculer un rayon d'approvisionnement :

- Pour les résidus de culture et assimilés (dont les CIVE), nous divisons la quantité méthanisée annuellement par le gisement mobilisable identifié par *Estimation des Gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation*, Solagro pour ADEME, à savoir 27Mt, puis nous le multiplions par la surface métropolitaine du pays, 55,2Mha. Pour un projet de 1MWe méthanisant 10,1kt de résidus, cela représente 20 700 ha, soit un rayon d'approvisionnement de 8,1 km
- Pour les effluents d'élevage, nous divisons de même la quantité d'intrants par le gisement ADEME – Solagro, à savoir 95Mt, puis nous le multiplions par la surface métropolitaine du pays. Pour un projet de 1 MWe méthanisant 40,5kt d'effluents d'élevage, cela représente 23 400 ha, soit un rayon d'approvisionnement de 8,6 km.
- Pour les digestats, dont la quantité à épandre représente environ 90% de la masse des intrants (les 10% manquants étant dégagés sous forme gazeuse), c'est la quantité d'azote qui est importante : 4,28kg d'azote par tonne d'effluent d'élevage et 4,72kg par tonne de résidus dans notre modèle – conformément à la partie 2.C sur la gestion des effluents d'élevage – que l'on retrouve intégralement dans les digestats. Nous avons alors considéré que l'épandage des digestats pouvait se faire sur l'ensemble des terres constituant la surface agricole utile du pays (SAU - 18,4Mha), à concurrence de 100kg d'azote par ha (la limite maximale étant de 170kgN/ha). Concrètement, la surface d'épandage autour du projet se calcule en divisant la quantité d'azote contenue dans les digestats par le ratio de 100kg d'azote par ha et en multipliant ce chiffre par le ratio surface du pays (55,2 Mha) sur SAU (18,4 Mha). Pour un projet de 1 MWe générant 45,5kt de digestats, cela représente 6 600 ha soit un rayon d'épandage de 4,6km.

NB : ce raisonnement suppose un engouement maximal des agriculteurs et éleveurs autour d'un projet de méthanisation centralisé. On peut choisir d'augmenter les surfaces citées ci-dessus en les divisant par un coefficient d'engouement : un engouement de 25% quadruplera la surface et doublera le rayon d'approvisionnement.

Une fois le rayon d'approvisionnement calculé pour chaque matière, on calcule la distance moyenne d'approvisionnement dans ce rayon en le divisant par  $\sqrt{2}$  (NB : en ZES, nous avons arbitrairement fixé la distance moyenne d'épandage des digestats à 50km, chiffre s'appliquant également aux projets à la

ferme du fait de contraintes fortes sur l'épandage local. Cependant à ce surcoût entraîné sur le transport pour épandage des digestats il faut retrancher le coût de transport des déjections animales seules à 50km que les éleveurs auraient de toute manière dû supporter).

Le double de la distance moyenne d'approvisionnement représente alors la distance moyenne parcourue par un camion lors d'un aller-retour pour approvisionner l'installation (ou pour épandre des digestats), sachant que le nombre d'aller-retour à effectuer est calculé dans notre modèle en divisant la quantité à transporter par une charge utile des camions de 12t.

On obtient donc pour chaque matière (résidus de culture, effluents d'élevage, digestats) un kilométrage total à parcourir (nombre d'A-R x distance moyenne parcourue dans un A-R) et un temps de mobilisation des camions, en considérant que chaque A-R est parcouru à une vitesse de 60km/h mais aussi que le chargement et le déchargement des camions prennent en tout 30 min chacun.

Au final pour chaque matière, on évalue le coût de transport grâce aux chiffres fournis par *L'officiel des transporteurs n°2786* du 22 mai 2015 :

- pour une citerne à effluents et digestats, 169,6€ de coût fixe par jour d'utilisation d'un camion + 24,5€ de coûts variables non salariaux par heure d'utilisation + 28€ de coûts variables salariaux par heure d'utilisation (45k€ par an pour 46 x 35h de travail) + 0,46€ de coût variable par km
- pour une benne à résidus de culture, 161,5€ de coût fixe par jour d'utilisation d'un camion + 22,3€ de coûts variables non salariaux par heure d'utilisation + 28€ de coûts variables salariaux par heure d'utilisation (45k€ par an pour 46 x 35h de travail) + 0,60€ de coût variable par km

Pour le projet de 1MWe méthanisant 10,1kt de résidus de culture, 40,5kt d'effluents d'élevage et produisant 45,5kt de digestats, les frais logistiques sont respectivement de 63k€, 260k€ et 262k€ par an pour ces trois matières dans notre modèle soit 6,4 , 6,2 et 5,7€/t respectivement.

Précisons enfin que dans le cas où nous modélisons que notre projet traite ses digestats pour les exporter, il n'a plus à supporter les coûts logistiques d'épandage des digestats. Cela est particulièrement intéressant en ZES puisque ces coûts peuvent être très importants à cause de la distance empirique de 50km à parcourir.

**Revenus de l'installation :** Ces revenus peuvent être de plusieurs natures :

- En cas de cogénération, vente d'électricité et de chaleur
- En cas d'injection biométhane, vente de biométhane
- Eventuellement redevance perçue sur une partie des intrants s'il s'agit de déchets issus des ordures ménagères par exemple
- Produit de la vente d'engrais

Rappelons que pour la vente d'électricité, de chaleur et de biométhane, nous avons supposé un fonctionnement des installations à capacité nominale sur 8000h par an. Notons aussi que nous avons supposé que les installations fonctionnaient pendant 15 ans (durée des tarifs d'achat garantis) puis étaient arrêtées (plus de revenus ni de coûts de fonctionnement), ce qui est conservateur.

**Vente d'électricité et de chaleur :** Nous avons supposé dans notre modèle qu'à partir du biogaz généré par les intrants (0,25MWh/t d'effluents d'élevage et 1,08MWh/t de résidus de culture), 38% de l'énergie pouvait être transformée en électricité et 47% en chaleur en cas de cogénération. Nous avons de plus supposé une autoconsommation de 5% de l'électricité générée et 30% de la chaleur pour le fonctionnement de l'installation. Nous avons vendu la chaleur à un tarif de 40€/MWh, tout en notant dans les externalités positives générées par un projet que la chaleur permet de se substituer à du gaz naturel dont le prix facturé à l'utilisateur final tourne plutôt autour de 70€/MWh. Nous avons supposé que 50% seulement de la chaleur générée était vendue, ce qui conditionne ensuite le tarif d'achat de l'électricité, également déterminé par la proportion d'effluents d'élevage dans les intrants. Nous avons compilé ce tarif d'achat grâce au calculateur excel mis à disposition par le club biogaz (version du 7 juillet 2014).

**Vente de biométhane :** Dans ce cas nous avons supposé que 15% du biogaz était utilisé en autoconsommation et le reste épuré en biométhane avec un rendement énergétique de 90%. Le tarif d'achat ne dépend ensuite que de la taille de l'installation, et est compilé grâce au calculateur excel mis à disposition par le club biogaz (version du 7 juillet 2014).

NB : avec les rendements de conversion choisis, une installation de capacité nominale 1000 kWe en cogénération est capable si elle choisit plutôt l'injection biométhane d'injecter au maximum 195Nm<sup>3</sup>/h de biométhane dans le réseau.

**Redevance ordures ménagères ou autre :** nous n'en avons en général pas supposé dans notre modèle puisque nous méthanisons un mix de déjections d'élevage et de résidus de culture uniquement.

**Vente d'engrais :** Bien que la méthanisation augmente la valeur fertilisante des digestats par rapport aux intrants (voir partie II), nous n'avons pas supposé en général que les projets de méthanisations empochent le différentiel de valeur fertilisante (les agriculteurs acceptent de donner gratuitement les intrants et de récupérer les digestats tout aussi gratuitement), sauf dans un cas précis : lorsque les digestats sont traités pour obtenir du compost et surtout de l'engrais concentré. Dans ce cas nous avons supposé que les engrais étaient vendus au prorata de leur valeur fertilisante calculée sur la base de 1€ / kg d'azote ammoniacal contenu dans les digestats. En revanche comme dans ce cas les agriculteurs fournissant le projet en intrants ne bénéficient plus de la valeur fertilisante de ces produits à moins de racheter les engrais, nous les avons indemnisés sur la base de la valeur fertilisante des intrants, sauf en ZES où l'azote n'est pas considéré comme un fertilisant mais comme un déchet à éliminer.

Rappelons que nous avons considéré qu'une tonne de résidus de culture contient 1,42kg d'azote ammoniacal avant méthanisation, 2,48kg après méthanisation et une tonne de déjections d'élevage 2,57kg avant et 3,42kg après.

### **Financement des projets, impôts sur les sociétés, inflation**

Nous avons modélisé le financement de l'investissement initial dans les projets de la manière suivante :

- 70% d'emprunts bancaires, conformément à la littérature et aux discussions lors des entretiens que nous avons pu mener avec des acteurs bancaires du secteur de la méthanisation, à 3% d'intérêts par an, à annuités constantes et remboursement sur 15 ans
- 15% de subventions pouvant provenir de plusieurs sources : ADEME, collectivités locales, fonds européens type FEDER, etc. Cet argent est considéré comme littéralement « offert » aux porteurs de projets.
- 15% de capital provenant des porteurs du projet (fonds propres). Nous avons supposé que le taux de rentabilité attendu sur fonds propres était de 30% par an, soit 8% de rentabilité pour le projet dans son ensemble. C'est élevé, mais au vu des risques actuels pris par les porteurs de projets, nos interlocuteurs lors d'entretiens nous ont bien signifié qu'il s'agissait d'un objectif classique
- L'impôt sur les sociétés est calculé en prélevant 33% du résultat de l'exploitation, égal à chiffre d'affaires *moins* charges *moins* dépréciation de l'investissement initial (sur 15 ans) *moins* intérêts payés sur les emprunts bancaires
- Tous les revenus, toutes les charges *sauf les intérêts sur les emprunts bancaires* progressent de 1% par an du fait de l'inflation dans notre modèle

**Externalités liées à la méthanisation des intrants** : voici les valeurs retenues dans notre modèle, en accord avec les analyses de la partie II C, pour les externalités positives et négatives liées à la méthanisation de déjections d'élevage et de résidus de culture :

€ par tonne méthanisée	Valeur ajoutée agronomique	Rejets de nitrate	Rejets d'ammoniac – épandage sans pendillard	Rejets d'ammoniac – épandage avec pendillard	Rejets de méthane évités
Effluents d'élevage	0,9€	10,4€	- 0,2€	5,6€	4€
Résidus de culture	1,1€	- 27,4€	- 9,8€	- 5,6€	-

Le tableau ci-dessus intègre déjà les émissions de méthane évitées, valorisées avec un prix équivalent du CO<sub>2</sub> de 50€ la tonne. Plus généralement, conformément à la partie III.C notre modèle considère qu'un projet d'injection de biométhane émet **70g eq CO<sub>2</sub> par kWh de biométhane injecté** (*Analyse du Cycle de Vie du biogaz issu de cultures énergétiques*, ADEME 2011, après corrections à la baisse dues au fait que l'étude ADEME ne suppose pas d'autoconsommation pour satisfaire aux besoins énergétiques de l'installation), ce qui avec nos hypothèses équivaut à **54g eq CO<sub>2</sub> par kWh d'énergie contenu dans le biogaz brut**, soit encore **148g eq CO<sub>2</sub> par kWh électrique** en cas de cogénération.

Mais d'un autre côté ces émissions sont compensées par les émissions évitées par substitution : dans notre modèle nous avons considéré que de l'électricité verte se substitue à de l'électricité issue de la combustion de gaz naturel émettant **620g eq CO<sub>2</sub> par kWh électrique**, et que le gaz vert ou la chaleur de cogénération verte se substituent à du gaz fossile émettant **234g eq CO<sub>2</sub> par kWh thermique**.

Enfin, nous avons évidemment compté dans les externalités positives des projets la vente d'énergie valorisée à son prix de marché : **35€/MWh pour de l'électricité injectée sur le réseau au prix SPOT, 25€/MWh pour du gaz injecté sur le marché au prix SPOT et 70€/MWh pour de la vente directe de chaleur à l'utilisateur final** (sachant que dans notre modèle nous la vendons à « prix discount » à 40€/MWh pour encourager l'utilisateur à accepter de changer de système de chauffage, mais cela n'enlève rien à la valeur intrinsèque du MWh thermique, qui se compare à la valeur d'un MWh thermique de gaz naturel vendu à l'utilisateur final environ 70€, contre 25€ pour le prix de gros de la molécule).

