



# Conseil général de l'alimentation, de l'agriculture et des espaces ruraux

## RAPPORT

### *Analyse des projets de méthanisation en agriculture Suivi des projets financés par les appels à projets 2009 et 2010*

établi par

**Jean JAUIJAY**

Ingénieur général  
des ponts, des eaux et des forêts

**Philippe BALNY**

Ingénieur général  
des ponts, des eaux et des forêts

**Didier RICHARD**

Inspecteur général de la santé publique  
vétérinaire

**François ROUSSEL**

Inspecteur général de l'agriculture

# Table des matières

<b>Résumé.....</b>	<b>3</b>
<b>1 Objet de la mission.....</b>	<b>5</b>
<b>2 Typologie des projets de méthanisation présentés en 2010.....</b>	<b>6</b>
2.1 Caractéristiques générales.....	6
2.2 Projets individuels présentés en 2010.....	6
2.3 Projets collectifs présentés en 2010.....	7
2.4 Quatre projets caractérisant la variété des situations.....	8
2.5 Rappel du modèle allemand : la méthanisation comme filière d'énergie renouvelable.....	11
<b>3/ Point sur l'avancement et la réalisation des projets.....</b>	<b>13</b>
<b>4/ Les principaux points critiques et recommandations.....</b>	<b>15</b>
4.1 Les délais de signature du contrat d'achat sont beaucoup trop longs.....	15
4.2 Sortir les textes concernant l'injection directe du biogaz.....	15
4.3. Le facteur limitant de la disponibilité des déchets hors exploitation.....	16
4.4 La question inévitable du recours aux cultures énergétiques.....	16
4.5. L'indispensable valorisation du digestat.....	18
4.6. La substitution souhaitable de l'azote d'origine organique à l'azote minéral dans les zones vulnérables.....	19
4.7. L'équilibre économique reste précaire malgré l'augmentation récente des tarifs.....	20
<b>5/ Conclusion.....</b>	<b>22</b>
<b>Annexe 1 - Lettre de mission.....</b>	<b>23</b>
<b>Annexe 2 - Liste des personnes rencontrées.....</b>	<b>25</b>
<b>Annexe 3.- Nombre de projets retenus en 2010 par région.....</b>	<b>26</b>
<b>Annexe 4. - Liste des projets individuels 2010.....</b>	<b>27</b>
<b>Annexe 5. - Liste des projets collectifs 2010.....</b>	<b>28</b>
<b>Annexe 6. - Stade de réalisation des projets par région.....</b>	<b>29</b>
<b>Annexe 7 - Tarif de rachat de l'électricité. Comparaison France-Allemagne.....</b>	<b>28</b>

## Résumé

Lors du second appel à projets lancé en 2010, 46 dossiers ont été retenus (sur 77 présentés), parmi lesquels 9 projets collectifs, pour un montant total de subventions engagé de 10,4M€.

La puissance électrique totale installée atteindra 13 423 kWe, soit l'équivalent de 9250 tonnes équivalent pétrole substituées annuellement.

Avec le premier appel à projet lancé en 2009, c'est au total 128 dossiers qui ont été présentés

Les projets connaissent un bon rythme d'exécution ; les travaux ont commencé pour 44 projets et 17 sont déjà en service. 7 seulement ont été à ce jour abandonnés.

Une centaine d'unités de méthanisation seront donc vraisemblablement en service en 2012.

Les principaux points critiques relevés portent sur :

- les délais administratifs trop longs au niveau de la négociation du contrat d'achat avec EDF, en moyenne de 6 mois, qui souvent annulent les gains de temps observés au niveau de la procédure ICPE. Il est recommandé de réduire ces délais à 2 mois.
- une incertitude encore non levée sur les conditions d'injection du biogaz dans les réseaux de gaz naturel, susceptible de mettre en péril les 3 projets prévoyant l'injection. Cette incertitude devrait être levée rapidement.
- la disponibilité aléatoire des co-substrats, qui fragilise les business-plans. A cet égard, il est recommandé de conduire, au niveau régional, une évaluation des disponibilités à long terme des substrats selon leur pouvoir méthanogène afin de valider à l'avenir la faisabilité des projets présentés.
- l'utilisation des cultures énergétiques, nécessaires au bon développement de la filière, qui devrait être assouplie. Il est recommandé de permettre aux agriculteurs d'équilibrer dans ce sens les sources de produits méthanisables et de promouvoir des modèles agronomiques adaptés à cette production de biomasse méthanogène.
- l'homologation du digestat, qui est indispensable à sa valorisation. Il est proposé de réunir un groupe de travail sous l'égide de la DGAL afin d'examiner la liste des substrats permettant de produire un digestat commercialisable sans procédure d'homologation, et, si nécessaire, de soutenir financièrement les dossiers d'homologation et d'accorder entretemps des autorisations provisoires de vente.
- la possibilité de substituer le digestat à l'azote minéral, notamment dans la région Bretagne. Il conviendrait à cet égard d'introduire une demande de modification de la directive Nitrates afin de ne pas comptabiliser, dans l'azote organique issu des effluents d'élevage, l'azote produit à partir du digestat dès lors qu'il est minéralisé, ou conditionné en produit substituable à l'azote minéral. Il serait nécessaire de conduire par ailleurs une étude de marché afin d'évaluer les quantités d'azote et de phosphore d'origine organique qui pourraient être substituées notamment en Bretagne aux fertilisants minéraux.

- enfin, le soutien public à la filière, qui devrait être poursuivi sous la forme de subventions d'investissement. Cette politique devrait être consolidée sur le budget de l'Ademe, en partenariat avec les collectivités locales. La subvention devrait être calculée sur la base d'un coût forfaitaire qui pourrait être plafonnée à 6 000€/kWe.
- À défaut, le tarif de rachat de l'électricité devrait à nouveau être revalorisé, en recherchant une harmonisation avec le tarif allemand., notamment sur les conditions de la valorisation de la chaleur, qui sont en France trop restrictives, s'agissant de la non prise en compte de la chaleur de procès et de l'exclusion de la chaleur se substituant à une consommation électrique. La modification par voie d'avenant des coefficients relatifs à l'efficacité énergétique et au traitement des effluents devrait être étudiée.

Un groupe de travail franco-allemand devrait être réuni afin de rapprocher les politiques.

**MOTS CLES** : biogaz, méthanisation, performance énergétique.

## **1 Objet de la mission**

Par lettre en date du 1 février 2011 (cf annexe 1), le Cabinet du Ministre a demandé au CGAAER d'analyser les projets de méthanisation à la ferme financés dans le cadre du second appel à projets, lancé en 2010, au titre du plan de performance énergétique des exploitations agricoles.

Le premier appel à projets a été lancé en 2009 et a fait l'objet d'un rapport du CGAAER daté d'Avril 2010.

Il est demandé également à la présente mission de suivre la réalisation des projets financés en 2009, de faire le point sur les difficultés rencontrées, et proposer les dispositions complémentaires d'ordre réglementaire qu'il conviendrait de prendre.

La mission a été confiée à Philippe Balny (coordonnateur), Jean Jaujay, ingénieurs généraux des ponts, des eaux et des forêts, à Didier Richard, inspecteur général de la santé publique vétérinaire, et à François Roussel, inspecteur général de l'agriculture.

Elle a rencontré des porteurs de projets dans les régions Lorraine, Alsace, Centre et Bretagne. Elle s'est déplacée également en Belgique, pour y visiter l'unité d'agricométhane à Faascht, et en Allemagne, pour une réunion à l'institut pour les énergies du futur (IZES, Institut für Zukunft Energie Systeme), de l'université de Saarbrücke.

Les services régionaux gestionnaires ont par ailleurs été tous interrogés sur le stade de réalisation des projets financés et les difficultés rencontrées par les agriculteurs méthaniseurs.

## 2 Typologie des projets de méthanisation présentés en 2010

### 2.1 Caractéristiques générales

46 projets ont été retenus, parmi lesquels 37 projets individuels portés par des exploitations agricoles (EARL, GAEC, SCEA) et 9 portés par des entités collectives (CUMA, SARL, SAS, GIE), pour un montant total de subventions engagé sur le budget du MAAPRAT au titre du plan de performance énergétique de 10,4M€.

Le taux moyen de subvention s'élève à 17,5%, mais ce taux a pratiquement été doublé par des concours régionaux et européens (FEDER).

Selon la part d'effluents d'élevage utilisés, en pourcentage de matière brute, on trouve :

- 31 projets utilisant plus de 60% d'effluents,
- 9 en utilisant de 50 à 60%,
- 6 moins de 50%

Le pourcentage de cultures énergétiques utilisées en complément n'est significatif (supérieur à 15%) que pour 4 projets. 5 projets en utilisent entre 10 et 15% et 14 de façon marginale (moins de 10%). La moitié ne prévoit pas d'en utiliser dans leur business plan.

Des déchets méthanogènes sont utilisés également comme co-substrats. Leur valorisation financière (redevance déchets) n'est envisagée que dans 11 projets.

La valorisation de la chaleur au delà des besoins propres de l'exploitation n'est effective que dans 16 projets, avec toutefois de grandes incertitudes, quand il s'agit de vendre la chaleur ou de l'utiliser pour conditionner le digestat.

Les ratios financiers font apparaître un taux de retour après subvention de l'ordre de 6 à 8 ans.

### 2.2 Projets individuels présentés en 2010

Le PPE a retenu 37 projets individuels, sur 52 présentés. Ces projets se répartissent ainsi par taille de puissance :

- de 40 à 60 kWe, 3 projets portés par des EARL ou SCEA, dont l'un est adossé à des serres horticoles, les coûts d'investissement au kWh installés dépassent 10.000 €
- de 70 à 140 kWe, 9 projets
- de 150 à 250 kWe, un continuum de 21 projets
- de 250 à 500 kWe, 0 projet
- de plus de 500 kWe, 2 projets.
- Injection dans le réseau, 2 projets.

La puissance électrique installée atteindra 6 423 kWe avec une production commercialisée sur 8 000h/an environ, soit 51 400 MWh ou l'équivalent de 4 450 tep<sup>1</sup> électriques/an substituées.

La valorisation thermique « déclarée » (y compris en auto-consommation de procès et sur l'exploitation) correspond approximativement à 5 000 tep<sup>1</sup> thermiques/an substituées dont 3 000 tep nettes, hors énergie de procès.

<sup>1</sup> Une tep, ou tonne équivalent pétrole, correspond à 11620 kWh ou 11,6 MWh ou 7,5 barils de pétrole, soit la consommation énergétique moyenne annuelle d'un logement.

Les objectifs énergétiques français à 2020 (23% d'énergies renouvelables) impliquent la production supplémentaire annuelle de +9 Mtep/an de bioénergies dont + 0,5 Mtep/an issues du biogaz.

La valorisation de la chaleur au delà des besoins propres de l'exploitation n'est effective que dans 11 projets, avec toutefois de grandes incertitudes sur le niveau de valorisation. Deux projets valorisent essentiellement la chaleur pour le séchage du digestat.

Les investissements prévus sont d'environ 49 M€ avec un taux de financement public moyen de 33 % (contribution du service public de l'électricité non compris).

Le projet médian a, en résumé, des caractéristiques similaires à celles de 2009 :

- \*projet individuel pour lequel les effluents d'élevage et les cultures dérobées comptent pour 70 à 80% du tonnage brut des substrats traités
- \*puissance électrique : env. 150 kW pour une production annuelle de 1,2 MWh
- \*valorisation chaleur limitée aux besoins du procès et de l'exploitation/habitation
- \*investissements: 1,2 million d'Euros, soit 8 000€/kWe.

S'agissant des coûts par kWe, on constate une grande dispersion, avec 7 projets dépassant les 9 000€, et 5 projets avec un ratio inférieur à 6 000€.

Les modèles économiques restent par ailleurs très exposés aux aléas d'approvisionnement en co-substrats, certes faibles en tonnage mais très méthanogènes. Il est souvent fait appel aux cultures dérobées, voire au maïs, en complément. On peut noter qu'un projet prévoit l'utilisation de boues de STEP.

## **2.3 Projets collectifs présentés en 2010**

Le PPE 2010 a retenu 9 projets collectifs, pour 25 présentés. La sélection a donc été forte sur ce type de projet. Ils sont répartis dans 7 régions et 9 départements et sont sous des formes juridiques variables: 5 SA dont 3 SAS et 2 SARL, 1 CUMA, 1 GIE, une communauté de communes.

Ces projets se répartissent ainsi par taille de puissance :

- de 190 à 250 kWe, 2 projets
- de 250 à 500 kWe, 1 projet
- de 500 à 700 kWe, 4 projets
- de plus de 1600 kWe, 2 projets.

Trois projets utilisent la chaleur pour le séchage du digestat. Deux prévoient de l'injecter dans un réseau de chaleur (urbain et zone d'activités). Pour les autres projets, le débouché chaleur n'est pas encore identifié.

Deux projets se distinguent par leur puissance élevée, la SAS Méthadoux en Poitou-Charentes (2MW) et la SARL Siper (1,7MW) en Rhône-Alpes, assurée par l'utilisation majoritaire de déchets agroalimentaires comme co-substrats.

Les autres projets utilisent majoritairement des effluents d'élevage, complétés par des sous produits d'origine agricole : lactosérum, issues de maïs et de céréales.

La puissance électrique installée atteindra 7 MWe avec une production commercialisée de 56 000 MWh ou l'équivalent de 4 800 tep électriques/an substituées.

Ces 9 projets collectifs ont donc une production énergétique comparable aux 37 projets individuels présentés.

Trois projets utilisent la chaleur pour le séchage du digestat. Deux prévoient de l'injecter dans un réseau de chaleur (urbain et zone d'activités). Pour les autres projets, le débouché chaleur n'est pas encore identifié.

Les investissements réalisés atteindront environ 44M€, soit 6 300€/kWe, avec un taux de financement public moyen de 38 % (contribution au service public de l'électricité non comprise).

## **2.4 Quatre projets caractérisant la variété des situations**

La mission a visité deux projets individuels « historiques »: unité individuelle multifonctionnelle, et unité individuelle exportatrice de digestat en zone d'excédents d'azote, ainsi qu'une unité individuelle de méthanisation couplée à une station de dénitrification et une station collective importante.

- **Unité individuelle multifonctionnelle : la ferme des Brimbelles à Migneville (Meurthe et Moselle)**

Cette ferme, dirigée par Francis Claudepierre, actuel vice-président de l'association des agriculteurs méthaniseurs de France (AMF) a été une des toutes premières à relancer une activité de méthanisation (2003).

Francis Claudepierre s'est installé en 1987 avec une exploitation de 42 hectares et un quota laitier de 180 000 litres. Il cultive aujourd'hui avec son épouse 110 ha avec un quota laitier de 400 000 litres (80 vaches).

Les contraintes de mise aux normes de son élevage au début des années 2000, et l'exemple allemand, le conduit à étudier un projet de méthanisation, avec un premier cogénérateur de 22 kWe.

Une nouvelle unité est ultérieurement installée, de 250kWe, alimentée par le lisier bovin et également des co-produits extérieurs à la ferme : déchets de céréales, issues de meuneries, produits non conformes ou périmés de la distribution alimentaires (tels des jus de fruits). Cette unité est portée juridiquement par une SARL (« Bio-Recycle »).

La chaleur est valorisée :

- par un réseau de chaleur qui alimente quelques maisons et également un local municipal ;
- pour le séchage du foin en vrac, qui permet de s'affranchir des conditions météorologiques à la récolte et d'obtenir un fourrage de très grande qualité et très appétent. De plus, la récolte en vert des légumineuses permet de ne perdre aucune partie de la plante contrairement aux fenaisons traditionnelles en plein champ.

La valeur nutritive et l'appétence des fourrages séchés par cette méthode ont conduit Francis Claudepierre à abandonner progressivement l'alimentation à base d'ensilage de maïs.

Grâce au digestat, l'exploitation est autonome en fertilisants.

Elle s'est convertie en bio, ce qui a certes entraîné une baisse des rendements laitiers de l'ordre de 25%, mais a amélioré sensiblement la marge brute grâce à une réduction du coût des intrants et à une augmentation du prix du lait de 30%.

Cette ferme affiche une vraie réussite économique et écologique mais la rareté croissante des co-produits freine le développement de la méthanisation.

Le marché des co-produits est en train de se structurer rapidement et on observe une tension sur les prix. Francis Claudepierre plaide donc pour une alimentation raisonnée en cultures énergétiques constatant qu'avant le recours aux énergies fossiles, 15% au moins des surfaces agricoles étaient réservées à la nourriture des animaux de trait.

M Claudepierre envisage de passer à un tracteur alimenté au gaz, ce qui représenterait une économie annuelle de 9 000 litres de fuel, production de gaz qui pourrait être assurée par 1,5 ha de maïs.

La ferme de M. Claudepierre, intégrée dans un pôle d'excellence rurale, possède une salle pédagogique qui accueille des scolaires mais aussi des associations de toute nature intéressées par les applications de cette énergie renouvelable.

- **Unité individuelle exportatrice de digestat : la ferme d'Alain Guillaume à Plelo (Côtes d'Armor).**

L'objectif d'Alain Guillaume était de diversifier les productions à la ferme en créant une activité susceptible de créer un emploi familial, tout en apportant une solution au problème des effluents d'élevage. L'exploitation de 87 ha est orientée vers la production porcine et se trouve en effet en zone d'excédent structurel d'azote.

L'unité de méthanisation a été développée dans le cadre d'une SARL (Gazea). Elle n'est entrée en fonction qu'en 2009 mais le projet était initié dès 2003.

La puissance installée est de 205kWe avec 2 moteurs (un dual-fioul de 75kWe, un biogaz de 130 kWe).

La chaleur est valorisée pour les besoins domestiques et le chauffage des bâtiments d'élevage.

Le lisier de porc (3 000 m<sup>3</sup>), peu méthanogène, est complété par des co-produits, déchets de céréales et agroalimentaires (1 800 T).

La SARL participe à un projet expérimental d'utilisation des algues vertes. Les essais sont réalisés à l'institut Gabriel Lipman à Liège, en liaison avec le projet Interreg Optibiogaz associant des méthaniseurs des régions Lorraine et Alsace, d'Allemagne, de Belgique et du Luxembourg. Les essais en petits fermenteurs montrent un certain pouvoir méthanogène des algues, mais les organismes vivants collectés avec les algues entraînent une forte production d'hydrogène sulfureux. Une hydrolyse préalable est donc nécessaire. Par ailleurs, les algues doivent être préalablement lavées du sable, ce qui représente une contrainte forte.

Une extension de capacité de 250kWe est en cours, afin de produire la quantité de chaleur nécessaire au séchage du digestat. Un séchoir est à l'essai et sera opérationnel à l'automne 2011. Il permettra l'exportation du digestat sous forme de granulés, avec un procédé qui assure la récupération de la partie liquide du digestat, et également de l'azote volatil par captage par l'acide sulfurique réinjecté par aspersion sur les éléments du digestat en cours de séchage.

Cette extension est cependant suspendue à la possibilité pour Alain Guillaume de bénéficier du nouveau tarif de rachat, possibilité actuellement refusée par les administrations de tutelle. Celles-ci considèrent en effet que les augmentations de production électrique doivent être rémunérées aux conditions du contrat de rachat en cours. Il est à noter que le projet d'extension n'avait pas été présenté au financement du PPE.

A. Guillaume travaille avec l'ADEME et l'association AILE, dans le cadre du plan électrique breton pour proposer une valorisation de son électricité en heure de pointe.

Le problème de l'autorisation de vente du digestat conditionné reste posé. Un dossier d'homologation devrait être prochainement présenté, avec l'aide de l'association Aile, si toutefois l'unité de séchage peut être mise en fonctionnement.

## **Méthanisation en complément d'une unité de destruction des excédents azotés: le GAEC du Clos de la Pierre à Plelo (Côtes d'Armor).**

Ce GAEC est spécialisé en production porcine intensive (400 truies, 3000 porcs à l'engrais), sur une surface de 55 ha. Compte tenu de la taille de l'élevage et de l'insuffisance des surfaces d'épandage, il a dû s'équiper d'une station de nitrification-dénitrification. Il est de plus situé en zone d'excédents structurels (140 kg d'azote autorisés).

Le GAEC a décidé de créer une station de méthanisation de 100kWe, financée par le PPE en 2009 (70 000€), mais également par le FEDER et les collectivités locales (montant total de subventions de 248 000€). L'agence de bassin apporte en outre son concours pour le traitement du phosphore (190 000€).

Ce projet est le premier développement au stade industriel du programme R&D conduit par le CEMAGREF de Rennes et la société EVALOR, portant sur les synergies potentielles entre la méthanisation et le procès de destruction d'azote par dénitrification.

Une partie des lisiers (60%) est envoyée en amont dans un digesteur, le solde est injecté directement dans le bassin de dénitrification qui reçoit la partie liquide du digestat centrifugé (injection identifiée indispensable par le pilote R&D pour la bonne conduite du procédé de dénitrification à partir de digestat).

58% de l'azote est détruit. La partie solide du digestat, recueillant 29% de l'azote et 84% du phosphore est compostée et exportée (540 tonnes de fertilisants contenant 12 tonnes d'azote et 20 tonnes de phosphore). Le produit liquide final dénitrifié est utilisé pour l'irrigation des cultures.

Le bilan énergétique est largement positif. La station de dénitrification consommait 130 000 kWh, pour traiter 6 500m<sup>3</sup> de lisier. Le nouveau procès produira 800 000 kWh électriques et 1 000 000 de kWh thermiques, en consommant 350 000 kWh pour le chauffage de la porcherie (en substitution à 35 000 litres de fioul) et 150 000 kWh (prévisionnel) pour le traitement du digestat et la dénitrification des volumes réduits. La chaleur reste cependant faiblement valorisée (à 50%).

Cependant, la production de biogaz nécessitera l'importation de co-produits, 2 000 tonnes de déchets de légumes (45% du biogaz), et l'utilisation d'herbe ensilée produite en cultures intercalaires (750 tonnes, 40% du biogaz), les 6 500m<sup>3</sup> de lisier ne produisant que 15% du biogaz.

Le facteur limitant la généralisation de ce procédé aux exploitations porcines importantes équipées d'une unité de destruction d'azote (500) est donc la ressource en carbone méthanisable, qui doit venir de l'extérieur pour des volumes importants (les surfaces faibles ne permettant pas le développement des cultures énergétiques).

Sous cette réserve, la validation de ce procès nouveau, qui est copié sur les procédés de traitement des boues de station d'épuration, devrait ouvrir un nouveau marché à la méthanisation.

- **Unité collective portée par des éleveurs : Géotexia (Côtes d'Armor)**

Ce projet de 1,6 MW a été initié par une CUMA créée en 1998 par 35 producteurs de porcs (naisseurs et engraisseurs) pour gérer la problématique lisiers en zone d'excédent structurel.

Le traitement par méthanisation est retenu et conduit à la création en 2002 de la SA Géotexia, partenariat entre la CUMA et la société IDEX, qui assure l'exploitation.

La Caisse des dépôts entre au capital en 2005 à hauteur de 34% (CUMA 34% et IDEX, 32%)  
Entretemps, le permis de construire est accordé en 2003 et l'autorisation ICPE en 2004.  
Cette autorisation fait cependant l'objet d'un recours de riverains inquiets par la noria supposée de camions de lisiers attendus.  
Le dossier est donc représenté et autorisé en 2008.  
Les travaux débutent en septembre 2009, après bouclage du plan de financement, dont la négociation s'est révélée particulièrement complexe.

L'investissement total avoisine les 16M €, financé par :

un apport en fonds propres :	1,5M€
un apport en compte courant associé par la CDC et IDEX :	2,6M€
des subventions	
Ademe :	1,2M€
FEDER :	1,9M€
Agence de l'eau	2,26M€

Le solde, 6,3M€, est apporté par crédits d'un pool bancaire cautionnés par le Département et la Région.

Un seul camion assure la collecte des lisiers.

Les produits sont préparés dans une cuve d'homogénéisation, puis hydrolysés avant digestion.

Le digestat fait l'objet d'un traitement poussé (et coûteux, puisqu'il représente près de la moitié des investissements), avec séparation de phase et séchage de la phase solide.

Les eaux résiduelles sont épandues sur un taillis de saules à très courte rotation.

Le chiffre d'affaire prévisionnel, 3,9M€, provient :

- du traitement des lisiers (35 000T), sur la base de 7€ la tonne : 0,245M€ ;
- du traitement des co-produits (en provenance notamment d'une charcuterie voisine), facturés à 45 €/T, soit :1,8M€ ;
- de la vente d'électricité, puissance installée de 1,6MW, 12 millions de kWh à 0,139€/kW, soit 1,7M€ ;
- de la vente de digestat (sous réserve d'homologation) sous forme d'engrais solide, 5200 t, et liquide (sulfate d'ammonium), 2700 t, représentant au total 360 000 unités d'azote, valorisés sur la base de 20€ la tonne, soit 0,158M€.

Sur un chiffre d'affaire de 3,9M€, les charges d'exploitation sont estimées à 1,8M€, ce qui laisserait une marge d'exploitation de 2,1M€.

L'équilibre reste précaire, compte tenu de l'incertitude sur l'approvisionnement des co-produits et la commercialisation du digestat.

En juillet 2011, le projet est entré en fonctionnement mais le contrat d'achat d'électricité n'est toujours pas signé et le biogaz produit est torché.

## **2.5 Rappel du modèle allemand : la méthanisation comme filière d'énergie renouvelable**

L'Allemagne a mis en place une filière de production d'énergie renouvelable, analogue à celle du diester ou de l'éthanol, à partir de cultures énergétiques méthanisées.

Cette filière est soutenue par un tarif électrique avantageux, notamment pour les unités utilisant exclusivement comme substrat des cultures énergétiques et du lisier, et plus récemment par une politique incitative en faveur de l'injection du biogaz dans les réseaux.

Le tarif de rachat de l'électricité a été revu en Aout 2010, et vient d'être modifié à nouveau, avec effet au 1er janvier 2012, la loi sur les énergies renouvelables ayant été amendée en juin 2011.

Il est en moyenne abaissé d'environ 8%. Deux conditions impératives sont introduites, concernant la valorisation de la chaleur, qui doit être d'au moins 60%, chaleur de procès incluse, et l'utilisation du maïs fourrage qui ne doit pas dépasser 60% du tonnage des intrants utilisés. De plus, la réduction annuelle du tarif est portée de 1 à 2%.

On trouvera en annexe une note sur le tarif allemand et la comparaison avec le tarif français. Pour deux installations comparables, de 300 kWe, utilisant 30% d'effluents d'élevage et valorisant la chaleur, hors procès, à 50%, l'installation allemande touchera 19,54c€/kWh, la française, 13,46c€.

Cet écart important s'explique en quasi-totalité par la prime aux cultures énergétiques et aux effluents d'élevage.

Pour le reste, le tarif français a bien été rapproché du tarif allemand, avec cependant des conditions pour la valorisation de la chaleur qui restent en France très restrictives (cf infra, recommandations).

La prime aux cultures énergétiques permet de s'assurer un approvisionnement en biomasse agricole très concurrentiel par rapport aux débouchés alimentaires. Transformée en rémunération d'un ha de maïs ensilage, sur la base d'un rendement de 6 000 m<sup>3</sup> de gaz, soit 13 tonnes de matière sèche à l'hectare, la prime de 6 c€/kWh correspond à une recette de 1 370€/ha, soit 105€/tonne de matière sèche, à comparer aux prix actuels (juin 2011) en France de 85€/tonne).

La loi par ailleurs introduit un dispositif incitant à la commercialisation directe en bourse de l'électricité, qui deviendra obligatoire à partir de 2014 pour les unités supérieures à 750 kWe. Pour les vendeurs directs, une prime de flexibilité sera offerte pour ceux qui ont une capacité d'installation surdimensionnée, susceptible d'accroître la production en heure de pointe.

Parallèlement, l'injection de biogaz dans les réseaux, en substitution à la cogénération, se développe. On compte en 2010 plus de cinquante installations de ce type. Les tarifs biogaz sont libres mais fortement soutenus par la demande. Celle-ci est en effet stimulée par la loi sur la chaleur renouvelable du 1 janvier 2009, qui impose aux propriétaires de logements neufs d'utiliser au moins 30% de chaleur provenant directement du biogaz ou 50% de chaleur par cogénération (ou a défaut améliorer sensiblement l'isolation du logement). Par ailleurs, allant dans le même sens, les unités de cogénération alimentées au biogaz agricole bénéficient du tarif électrique correspondant à leurs caractéristiques. Le prix du biogaz injecté en 2010 était en moyenne de 6,2 c€/kwh (soit 0,62€/m<sup>3</sup> de gaz).

Dans ces conditions, il n'est pas étonnant de constater un très fort développement de la filière biogaz : Plus de 6 000 unités de méthanisation en 2010, 650 000ha de cultures énergétiques dont 500 000ha de maïs, (le reste en herbe, tritical ou seigle principalement), et une puissance installée totale de 2,3GW.

Les unités ont des puissances de plus en plus grandes, supérieures à 500kWe en cogénération et à 1MWe équivalent en injection directe.

Les objectifs du gouvernement pour 2020, 6% de biogaz dans la consommation totale de gaz, conduisent à un fort accroissement des cultures énergétiques, avec un rééquilibrage en faveur du tritical et du seigle, qui atteindraient 1 600 000ha, loin devant le colza diester (900 000ha en 2010).

Cette approche industrielle du développement de la filière conduit à des avantages compétitifs multiples, au niveau de l'ingénierie où la technologie allemande domine le marché européen, des économies d'échelle dans les coûts d'investissement, dans le traitement des lisiers des pays voisins et la valorisation des digestats, ce qui crée des flux générateurs de valeur pour l'Allemagne.

### 3/ Point sur l'avancement et la réalisation des projets

La mission a interrogé les DRAAF afin de connaître l'état d'avancement des projets financés en 2009 et 2010.

On trouvera, en annexe, les tableaux de réalisation par région.

Globalement, l'état d'avancement est le suivant :

	2009	2010
Stade de réalisation :		
Abandon	7	0
Attente ou études	6	14
Déclaration ICPE	6	7
Autorisation en cours	12	11
Autorisation ICPE	40	1
Travaux en cours	37	7
Raccordement ERDF	17	
Contrat d'achat	17	
Mise en service	17	
Total	82	46

A ce jour, 7 projets financés en 2009 ont été abandonnés et 6 sont encore à l'étude, ce qui, compte tenu des délais imposés par le plan de relance pour la réalisation des projets (décembre 2011), met en péril le paiement de la subvention.

Il faut noter un raccourcissement notable des délais d'instruction des autorisations ICPE, maintenant inférieurs en moyenne à un an (le rapport CGAAER/CGEDD de février 2008 notait des délais excessivement longs, de l'ordre de 18 mois et recommandait de les réduire à six mois).

Plus de la moitié des projets 2009 a dépassé le stade ICPE et les travaux sont en cours pour 37 projets.

7 projets 2010, sur 46, sont au stade travaux en cours.

Au total, 17 projets sont maintenant en production.

Si les délais ICPE ont été réduits, ceux relatifs aux procédures de raccordement au réseau électrique sont très excessifs et largement supérieurs à ceux analysés dans le rapport de février 2008.

Ainsi, à titre d'exemple, pour les 12 projets bretons 2009, les délais moyens aux différents stades sont les suivants :

- durée d'établissement du programme technique et financier (PTF) par ERDF : 4,8 mois ;
- travaux de raccordement par ERDF : 3,2 mois (réalisés pendant la construction) ;
- récépissé de déclaration d'exploiter : 1,6 mois ;
- certificat ouvrant droit à obligation d'achat : 2,3 mois ;
- accord pour le rattachement à un périmètre d'équilibre acheteur : 2,5 mois ;

Ces trois dernières procédures pourraient être automatisées. Elles sont du ressort de l'autorité de tutelle (DGEC et DREAL).

- contrat d'achat EDF: 6 mois.

Ces délais s'ajoutent (sauf celui des travaux de raccordement) et représentent donc au total en moyenne 17,2 mois à comparer à la durée des travaux, qui est en moyenne de 7,2 mois, et au temps de montée en charge de la production de biogaz, de 3,3 mois.

Ainsi un producteur qui a signé son PTF peut être raccordé pendant les travaux mais doit attendre en moyenne 2 mois après avoir atteint son régime de croisière en production de biogaz pour la signature de son contrat d'achat.

On peut noter que l'annonce d'une réévaluation des tarifs électriques a conduit au report de la signature des contrats d'achat d'électricité pour deux projets entrés en production, le biogaz étant torché.

A ce titre, la publication du nouveau tarif, applicable à la date de publication du 21 mai 2011, doit être accompagnée d'un nouveau contrat d'achat. A fin septembre, les clauses de ce contrat, fixées par l'administration de tutelle (DGEC), ne sont pas encore connues, si bien que les projets entrés en production et livrant de l'électricité accumulent des créances sur EDF, ce qui génère des situations de trésorerie difficiles.

Enfin, un projet financé en 2009 et deux projets financés en 2010 prévoient l'injection directe du biogaz dans le réseau de gaz naturel, ce qui, compte tenu des textes encore en attente sur les conditions et le tarif, rend leur calendrier de réalisation très aléatoire.

## **4/ Les principaux points critiques et recommandations**

### **4.1 Les délais de signature du contrat d'achat sont beaucoup trop longs**

Les délais d'instruction d'un projet ont été fortement réduits en amont au niveau de l'enquête ICPE mais, dans bien des cas, fortement rallongés en aval pour la signature du contrat d'achat avec EDF. Le délai moyen observé sur les projets financés en 2009 en Bretagne est de 6 mois, ce qui n'est pas acceptable.

Cette situation donne le sentiment que la mise en œuvre d'un projet de méthanisation reste un parcours du combattant.

En l'espèce, les pouvoirs publics doivent exercer une tutelle forte sur EDF afin que dans le cadre des obligations d'achat le délai d'instruction soit fortement réduit. Ce délai ne devrait pas dépasser 2 mois.

D'une façon générale, une avance sur la production injectée dans le réseau devrait être versée par EDF, dans l'attente de signature du contrat d'achat.

**Recommandation 1:** Il est nécessaire de réduire le délai de signature d'un contrat d'achat par EDF. Ce délai devrait être ramené à 2 mois, engagement qu'EDF devrait prendre dans le cadre des obligations d'achat qui lui sont fixées.

**Recommandation 2:** Une avance sur la production injectée dans le réseau devrait être versée, dans l'attente de signature du contrat d'achat.

### **4.2 Sortir les textes concernant l'injection directe du biogaz**

Les conditions techniques et économiques de l'injection du biogaz dans les canalisations de gaz naturel ont fait l'objet d'un groupe de travail qui a rendu son rapport en 2010.

Les textes relatifs à l'injection sont dans le circuit des signatures ministérielles, à savoir :

- un décret en Conseil d'Etat relatif aux conditions de vente du biométhane aux fournisseurs de gaz. Ce texte crée une obligation d'achat analogue à celle existante pour l'électricité.
- un décret en Conseil d'Etat relatif à la compensation des charges de service public portant

sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, qui fixe le mode de calcul de la compensation, supportée par le consommateur final.

- un décret simple relatif aux conditions de contractualisation entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz.
- un décret simple relatif aux garanties d'origine du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, lequel met en place un dispositif de « certificats verts ».

Les arrêtés d'application sont encore à l'état de projet :

- arrêté fixant la part du montant des valorisations financières des garanties d'origine venant en réduction des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel donnant droit à compensation. Ces valorisations correspondent à la vente des « certificats verts ».
- arrêté relatif aux modalités de désignation de l'acheteur de biométhane de dernier recours, disposition qui permet de s'assurer que tout producteur trouvera un fournisseur.
- arrêté fixant la nature des intrants dans la production de biométhane pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel. Cet arrêté doit fixer la liste des substrats utilisés pour la production de biogaz, sur avis de l'ANSES. Les boues de stations d'épuration seront exclues de cette liste.
- arrêté fixant les conditions d'achat du biogaz. Cet arrêté est naturellement attendu avec impatience par les producteurs.

Il n'appartient pas à la mission de porter un jugement sur des textes qui, à ce stade, ne sont pas officiellement connus. Elle ne peut que recommander leur sortie rapide, notant qu'ils répondent aux engagements du Grenelle, et que l'étude préalable concluant à l'innocuité du biogaz a été réalisée en 2008 (étude AFSSET sur le biogaz produit à partir de déchets ménagers de la communauté urbaine de Lille).

Elle rappelle que 60 unités de méthanisation en Allemagne injectent directement dans les réseaux, selon un modèle économique maintenant bien établi.

#### **4.3. Le facteur limitant de la disponibilité des déchets hors exploitation**

Le biogaz a été historiquement considéré en France comme un moyen de traitement des déchets, qui permet de détruire la partie organique. L'impasse énergétique actuelle en fait une composante du bouquet énergétique renouvelable, mais contrairement à l'Allemagne, le biogaz reste principalement issu des déchets dans les projets présentés.

La question se pose alors de savoir si les déchets seront longtemps disponibles, à un prix suffisamment attractif (ce prix est jusqu'à présent négatif) pour permettre la rentabilité financière des installations.

Sans cultures énergétiques, la planification du nombre d'installations futures à la ferme apparaîtra rapidement indispensable.

Les porteurs de projets actuels le disent en souhaitant sans doute voir se consolider le marché des co-substrats méthanogènes à leur profit.

Une évaluation des disponibilités en bio-déchets devrait donc être entreprise régionalement, de façon à pouvoir valider à l'avenir les projets présentés, si le recours aux cultures énergétiques reste exclu.

**Recommandation 2 :** Conduire, au niveau régional, une évaluation des disponibilités à long terme en co-substrats méthanisables selon leur pouvoir méthanogène, afin de valider à l'avenir la faisabilité des projets présentés.

#### 4.4 La question inévitable du recours aux cultures énergétiques

Sur cette question, Français et Allemands ont fait des choix opposés, et résolus. On ne peut que le constater et s'en étonner.

Contrairement à ce qui est souvent entendu, les autorités allemandes n'ont absolument pas levé le pied sur la production de biogaz qui devient une source importante de revenus en agriculture. Cette production s'inscrit en outre dans une stratégie industrielle à laquelle concourent le secteur industriel et les grands énergéticiens, et participe de façon significative au bouquet énergétique.

En raison de la crise alimentaire à l'origine périodiquement d'émeutes de la fin, créer une nouvelle filière agroénergétique devient un sujet tabou en France. De plus, contrairement à la filière diester ou éthanol, la profession agricole s'est peu mobilisée en faveur du biogaz. Les énergéticiens restent, de leur côté, en retrait (comme en témoigne la lenteur avec laquelle progresse le dossier sur l'injection du biogaz dans les réseaux, dossier résolu depuis plusieurs années en Allemagne), alors même que la filière biogaz présente des rendements très intéressants.

Quoiqu'il en soit, le recours aux cultures dédiées, qu'elles soient intercalaires ou principales, serait de nature à aider, de façon décisive, le développement du biogaz à la ferme, en sécurisant l'approvisionnement en matières méthanisables.

Les expériences actuellement conduites sur les cultures intercalaires à valorisation énergétique (CIVE), à base de sorgho, seigle, ray gras, etc...sont encourageantes et devraient être vulgarisées.

Les agriculteurs pourraient donc être encouragés à équilibrer leur approvisionnement, avec une base d'effluents de l'ordre de 30%, (au lieu actuellement de 60% pour obtenir la prime maximale dans le tarif de rachat électrique), des productions dédiées du même ordre, complétées par des co-substrats collectés à l'extérieur.

Les organismes de développement devraient s'attacher à promouvoir des modèles agronomiques durables permettant de produire cette biomasse méthanogène.

**Recommandation 3 :** Un minimum de souplesse dans le recours aux cultures énergétiques est nécessaire au bon développement de la filière. Il est recommandé de permettre aux agriculteurs d'équilibrer dans ce sens les sources de substrats et de promouvoir des modèles agronomiques permettant cette production de biomasse méthanogène.

#### **4.5. L'indispensable valorisation du digestat**

Le digestat est considéré comme un déchet de l'exploitation et ne peut actuellement être valorisé que dans le cadre des plans d'épandage. Cette contrainte donne un avantage à la méthanisation à la ferme, quand les agriculteurs ont, ou peuvent trouver, des surfaces disponibles pour l'épandage.

Mais cet avantage a ses limites car les méthaniseurs se trouvent dans une négociation difficile avec les agriculteurs tiers, peu désireux de payer à leur valeur de fertilisation des produits jugés potentiellement à risque (un parallèle est fait avec l'épandage des boues d'épuration). Et, de fait, les digestats représentent actuellement pour les porteurs de projets une non-valeur.

L'APCA a d'ailleurs délibéré en décembre 2010 sur cette question et saisi le Cabinet du MAAPRAT en mars 2011, prenant position contre l'homologation des digestats, en raison, à ses yeux, des risques sanitaires encourus.

Cette position a cependant été atténuée, fort heureusement, par lettre du 6 juin adressée au président de l'association des agriculteurs méthaniseurs de France, l'APCA se prononçant en faveur de l'homologation des digestats non issus d'ordures ménagères ou de boues d'épuration.

La procédure d'homologation étant coûteuse, une demande dans ce sens a été adressée par l'association AILE au MAAPRAT le 12 juillet dernier, dans le cadre d'un projet de valorisation des digestats de méthanisation en tant que produits fertilisants (VALDIPRO). Cette association se propose de porter les projets d'homologation présentés par huit méthaniseurs.

Il serait nécessaire qu'un groupe de travail se réunisse, sous pilotage de la DGAL, sur cette question qui apparaît complexe et mal comprise par les porteurs de projets. Les services du MAAPRAT se sont par ailleurs manifestement insuffisamment coordonnés pour accompagner les porteurs de projets.

Il apparaît possible d'adapter les procédures d'homologation (voire de normalisation) des digestats et en particulier d'établir la liste des matières entrantes qui permettrait de produire un digestat commercialisable dispensé d'homologation (et donc sans même payer la taxe ANSES, dans ce cas de 6 000€ par dossier).

En effet, si les matières entrantes d'origine végétale (déchets verts, issues de céréales, etc...), et d'origine animale, sont issus de produits couverts par une norme d'application obligatoire pour la production de matières fertilisantes, une telle solution est envisageable dès lors que le procès de méthanisation en lui-même n'introduit pas de risques nouveaux. A priori, toutes les matières d'origine végétales sont dans ce cas.

S'il s'agit d'utiliser des matières entrantes d'origine animale non couvertes par une norme d'application obligatoire, un processus d'homologation préalable est nécessaire. Celui-ci passera par une analyse des risques pour la santé publique ou l'environnement, plus ou moins coûteuse selon les substrats animaux utilisés. Les coûts d'homologation sont estimés entre 40 000 et 100 000€ par dossier.

Dans ce cas, une approche collective et une standardisation des schémas de production incluant la définition de matières premières entrantes standards, pourrait permettre de mutualiser les coûts.

L'Etat pourrait très utilement apporter une aide, s'agissant de promouvoir cette filière nouvelle, et, compte tenu des délais d'analyse, des autorisations provisoires de vente devraient être envisagées.

Quoiqu'il en soit, il y a lieu d'accompagner les porteurs de projets qui ont fait les investissements nécessaires dans le processus de commercialisation du digestat, qui peut être conditionné sous forme liquide (sulfate d'ammonium), ou solide (N,K). Les procédés mis en œuvre sont coûteux et doivent donner toutes les garanties nécessaires sur la qualité des produits qui, sous ces conditions, doivent être pleinement valorisés à leur valeur fertilisante.

**Recommandation 4** : Réunir un groupe de travail sous l'égide de la DGAL afin d'examiner la liste des substrats permettant de produire un digestat commercialisable, sans procédure d'homologation. Soutenir financièrement, si nécessaire, les demandes d'homologation de digestats et accorder entretemps des autorisations provisoires de vente.

#### **4.6. La substitution souhaitable de l'azote d'origine organique à l'azote minéral dans les zones vulnérables**

L'homologation des digestats ouvre la voie à leur libre commercialisation en zones vulnérables, dès lors qu'ils sont substituables aux engrais minéraux.

En application de la directive nitrates, l'azote du digestat est comptabilisé dans l'azote organique issu des effluents d'élevage, plafonné à 170 kg/ha dans les zones vulnérables, zones dont les eaux souterraines, superficielles ou côtières sont atteintes ou menacées par une pollution par les nitrates.

La Bretagne étant classée en zone vulnérable, l'épandage du digestat se trouve contingenté. Une partie du territoire breton se trouve en outre en zone d'excédents structurels d'azote, ce qui signifie qu'une partie du digestat doit être obligatoirement exportée.

Dans le même temps, la Bretagne reste fortement utilisatrice d'azote minéral, notamment sur les zones légumières.

La fabrication d'engrais à partir du digestat est un processus nouveau qui ouvre la voie à la substitution depuis longtemps attendue de l'azote minéral par de l'azote d'origine organique.

Les Pays Bas conduisent actuellement un programme expérimental visant à minéraliser l'azote des digestats de façon à ce que cet azote puisse sortir du décompte des 170 kg/ha. La France devrait s'appuyer sur cette initiative.

Cependant, la rédaction actuelle de la directive nitrates apparaît très restrictive puisqu'elle inclut dans le plafond de 170kg/ha tous les apports de composés azotés provenant des effluents d'élevage. Elle devrait donc être modifiée sur ce point, de façon à ce que, dans le cadre du cinquième programme d'action devant être mis en œuvre à compter de juin 2013, le digestat homologué puisse être commercialisé sans restriction.

Le plan breton de lutte contre les algues vertes arrêté en février 2010 prévoit de subventionner les unités de méthanisation en bassins versants algues vertes, dont l'azote du digestat épandu dans le cadre des plans d'épandage permettrait une réduction de l'utilisation de l'azote minéral, et donc de l'azote total. Il amorce donc une substitution de l'azote minéral par l'azote d'origine organique. Les appels d'offre sont en cours et devraient permettre le financement d'une dizaine de projets supplémentaires.

Il reste que le système intensif breton laisse peu de carbone disponible à la ferme pour produire sur place l'énergie suffisante au traitement du digestat.

Une étude de marché devrait être entreprise sur les volumes substituables, en azote mais également en phosphore, prenant en compte la demande potentielle, notamment au niveau de la Bretagne.

**Recommandation 5 :** Il conviendrait d'introduire une demande de modification de la directive Nitrates afin de ne pas comptabiliser, dans l'azote organique issu des effluents d'élevage, l'azote produit à partir du digestat dès lors qu'il est minéralisé, ou conditionné en produit substituable à l'azote minéral.

**Recommandation 6 :** Conduire une étude de marché afin d'évaluer les quantités d'azote et de phosphore d'origine organique qui pourraient être substituées, notamment en Bretagne, aux fertilisants minéraux.

#### **4.7. L'équilibre économique reste précaire malgré l'augmentation récente des tarifs**

La méthanisation requiert des capitaux importants et le retour sur investissement est au mieux de l'ordre de 7 ans, après subventions. Il peut être amélioré si le porteur de projet réalise lui-même une partie des investissements sans compter son travail.

Les projets subventionnés présentent des coûts par puissance installés très variables, autour de 6 000€ pour les projets collectifs et de 8 000€ pour les projets individuels. Ce ratio est évidemment déterminant pour la rentabilité et l'inflation des coûts doit être combattue (en Allemagne, le coût serait de l'ordre de 5 000€, grâce aux économies d'échelle et à l'industrialisation de la filière). Aussi, il serait souhaitable que les subventions accordées soient calculées sur la base d'un plafond, qui pourrait être de l'ordre de 6 000€.

Le tarif a été revalorisé, par arrêté du 19 mai 2011, mais il reste en réalité sensiblement différent de celui pratiqué en Allemagne.

Le tarif de base pour une puissance de 300 kWe passe de 9,61c€ à 12,67c€, soit une augmentation de près de 3c€, mais la prime à l'efficacité énergétique sera dans la majorité des projets réduite (cf l'exemple décrit en annexe).

La raison en est l'exclusion de la chaleur utilisée par le procès lui-même (en général de l'ordre de 30%), et l'exclusion de la chaleur se substituant à une consommation électrique (ainsi le remplacement d'un chauffage électrique domestique ou d'un bâtiment d'élevage est exclu).

Ces points ont été débattus lors de la consultation publique et les arguments du club biogaz n'ont pas été entendus.

L'exclusion de la chaleur substituée à une consommation électrique est particulièrement mal comprise par les porteurs de projet. Elle est défendue par les administrations de tutelle au motif que cette substitution, très rentable, n'a pas besoin d'être aidée. Cette approche est discutable et fragile car elle laisse entendre que l'électricité doit être traitée différemment des énergies fossiles.

Enfin, la rédaction de l'arrêté tarifaire semble exclure toute évolution concernant l'efficacité énergétique et le taux d'utilisation d'effluents d'élevage, données fournies avant la signature du contrat, et donc du montant des primes afférentes. Ce point soulève une forte interrogation de l'association des agriculteurs méthaniseurs, qui s'étonne par ailleurs de l'impossibilité de souscrire par avenant l'installation d'une puissance électrique supplémentaire rendue possible par l'optimisation du projet.

Il serait fortement souhaitable qu'un groupe de travail franco-allemand se réunisse afin de rapprocher les politiques tarifaires.

En attendant, un dispositif de subventions reste nécessaire pour la consolidation des business plans. Les appels à projet du MAP n'étant pas reconduits, il convient donc de trouver une autre ligne de subventions, qui soit permanente et accompagne les financements proposés par les collectivités locales.

Le financement par l'Ademe, sur les fonds chaleur ou déchets, apparaît le plus approprié.

**Recommandation 7** : La poursuite du développement de la méthanisation à la ferme rend nécessaire le maintien de subventions d'investissement. Cette politique devrait être consolidée sur le budget de l'Ademe, en partenariat avec les collectivités locales. La subvention devrait être calculée sur la base d'un coût forfaitaire qui pourrait être plafonné à 6 000€/kWe.

**Recommandation 8** : A défaut de subventions, le tarif de rachat de l'électricité devrait à nouveau être revalorisé, en recherchant une harmonisation avec le tarif allemand, notamment sur les conditions de la valorisation de la chaleur qui sont en France trop restrictives, s'agissant de la non prise en compte de la chaleur de procès et de l'exclusion de la chaleur se substituant à une consommation électrique. La modification par voie d'avenant des coefficients relatifs à l'efficacité énergétique et au traitement des effluents devrait, par ailleurs, être étudiée.

Un groupe de travail franco-allemand devrait être réuni afin de rapprocher les politiques.

## 5/ Conclusion

Les appels à projet lancés en 2009 et 2010 ont permis de donner une nouvelle impulsion au programme de méthanisation à la ferme et une centaine de méthaniseurs seront probablement opérationnels en 2012.

L'objectif affiché de 800 à 1000 stations de méthanisation en 2020 reste cependant très ambitieux et suppose un décollage en 2012 qui apparaît bien incertain.

Les mêmes freins sont en effet à l'œuvre : une procédure administrative complexe et particulièrement longue, une disponibilité en co-substrats méthanogènes aléatoire, une absence d'intérêt de la part des grands énergéticiens, des incertitudes, enfin, sur la valorisation du digestat.

Le modèle allemand est peut-être critiquable mais il a tout ce que le modèle français n'a pas : une stratégie industrielle et un modèle économique qui écarte toute incertitude. Un effort de rapprochement des politiques serait donc nécessaire.

Dans ce cadre, les autorités françaises devraient s'attacher en priorité à consolider les sources de substrats méthanisables et permettre la valorisation du digestat.

## Annexe 1 - Lettre de mission



MINISTÈRE DE L'AGRICULTURE, DE L'ALIMENTATION, DE LA PÊCHE,  
DE LA RURALITÉ ET DE L'AMÉNAGEMENT DU TERRITOIRE

*Le Directeur du Cabinet*

Paris, le - 1 FEV. 2011

N/Réf. : CI/0617233

à

Monsieur Jacques BRULHET,  
Vice-Président du Conseil Général  
de l'Agriculture, de l'Alimentation  
et des Espaces Ruraux  
251, rue Vaugirard  
75732 PARIS CEDEX 15

Objet: mission "analyse des projets de méthanisation agricole - PPE 2010"

Traduction concrète de l'objectif du Grenelle de l'environnement visant à accroître la maîtrise énergétique des exploitations agricoles afin d'atteindre un taux de 30 % d'exploitations à faible dépendance énergétique d'ici 2013, le Plan de performance énergétique des exploitations agricoles (PPE) contribue au nécessaire changement de modèle énergétique en agriculture. Ce plan est programmé sur la période 2009 – 2013.

Sur les 35 millions d'euros qui y ont été consacrés en 2009, près de 19 millions d'euros ont aidé l'installation de 82 unités de méthanisation sélectionnées par un appel à projets lancé le 9 mars 2009 par le Ministère en charge de l'Agriculture.

Le Conseil Général de l'Agriculture, de l'Alimentation et des Espaces Ruraux (CGAAER) a conduit en 2010 une mission d'analyse des projets de méthanisation agricole ayant fait l'objet en 2009 d'une aide dans le cadre du PPE. Cette analyse visait à caractériser les projets retenus sur la base de critères relatifs aux porteurs de projets, aux caractéristiques techniques des unités installées, aux matières premières incorporées, aux valorisations des digestats, à la dimension territoriale et à la rentabilité des projets.

Le rapport de mission qui contenait neuf recommandations a été remis le 18 mai 2010 ; il a ainsi alimenté le cahier des charges du deuxième appel à projets méthanisation, lancé le 1er juin 2010. Il a en outre établi des éléments de langage qui sont venus utilement alimenter les communications publiques du Ministère sur la méthanisation agricole.

.../...

Ce deuxième appel à projets méthanisation a permis de sélectionner 46 projets pour un montant d'aides de plus de 10 millions d'euros.

Je souhaite que le CGAAER reconduise, sur les 46 projets sélectionnés en 2010, l'analyse qu'il a réalisée l'an dernier.

La mission s'attachera tout particulièrement à évaluer les difficultés d'approvisionnement en substrats exogènes de certains projets. En effet, pour ces projets, les plans d'approvisionnement prévoient des conditions d'accès aux bio-déchets très différentes de celles rencontrées lors du démarrage des installations. L'Association des agriculteurs méthaniseurs de France a apporté des témoignages édifiants de certains de ses membres qui ont vu, en l'espace de quelques mois, leurs substrats considérés non plus comme des déchets mais comme des produits qu'ils doivent acheter.

De plus, il serait intéressant de connaître l'avancement des projets financés en 2009 ainsi que les contraintes et obstacles techniques, réglementaires, commerciaux et financiers rencontrés lors de la construction et du démarrage des unités de méthanisation. Pour ce faire, la Direction Générale des Politiques Agricole, Agroalimentaire et des Territoires mettra à disposition de la mission la liste des correspondants en Directions Régionales de l'Alimentation, de l'Agriculture et de la Forêt (DRAAF), ainsi que des indicateurs sur les paiements (à partir de l'outil OSIRIS). La mission disposera également de l'intégralité des dossiers de candidature déposés en DRAAF.

Enfin, la création d'un tarif pour l'injection de biométhane dans le réseau et la réévaluation des tarifs d'achat de l'électricité produite à partir de biogaz vont conduire le Ministère en charge de l'Agriculture à adapter son outil de soutien à la méthanisation agricole. Je souhaite que la mission lui indique les meilleurs soutiens à apporter à la filière dans ce nouveau contexte.

Les résultats de cette mission sont attendus pour mai 2011.

Jean-Marc BOURNIGAL



## **Annexe 2 - Liste des personnes rencontrées**

### **MAAP/DGPAAT**

Karine BRULE et Vincent SZLEPER du bureau biomasse et énergie

### **MEEDDM/DGEC**

Julien FYOT, chargé de mission, bureau des énergies renouvelables

### **Commission de régulation de l'énergie**

Christine LAVARDE, chef du département dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs

Jonathan LOSSER, chargé de mission, département accès aux infrastructures

Renaud MOISAN, chargé de mission, département dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs

### **Club Biogaz**

Caroline MARCHAIS, secrétaire générale

### **Services extérieurs**

Martine GARNIER, et Michel COLLIN, DRAAF Bretagne  
M.ROSE LE DAFNIET, Pascal COSSON, inspecteurs ICPE, Bretagne

### **Association d'initiatives locales pour l'énergie et l'environnement (AILE)**

Armelle DAMIANO, coordinatrice méthanisation de l'Association

### **ADEME**

Julien THUAL, charge de mission, direction executive des programmes (Angers)  
Sébastien Huet, ingénieur biomasse-agriculture, ADEME-Bretagne

### **Cabinets d'études**

Mikael SPRINGER, cabinet IZES, université de Sarrebruck

### **Elus**

Jacques LAMBLIN, député maire de Lunéville

### **Porteurs de projets**

Alain GUILLAUME, SARL GAZEA Plelo, Côtes d'Armor  
MM AUFFRAY Frères, GAEC du Clos de La Pierre Plelo, Côtes d'Armor  
Dominique ROCABOY, président de Geotexia, Côtes d'Armor  
Francis CLAUDE-PIERRE, Migneville, Meurthe et Moselle  
GAEC Auguste, Dampierre sous Brou, Eure et Loir  
SAS Bioénergie Touraine, St Paterne Racan, Indre et Loire  
SAS Ter'biogaz, Renay, Loir et Cher

### Annexe 3. Nombre de projets retenus en 2010 par région

Région	Nombre de candidats	Dossiers	Région	Nombre de candidats	Dossiers
		Retenus			Retenus
1-Alsace	2	2	10-Ile de France	1	1
2-Aquitaine	2	1	11-Languedoc Roussillon	2	0
3-Auvergne	1	0	12-Limousin	1	1
16-Basse Normandie	10	7	13-Lorraine	10	4
4-Bourgogne	6	3	14-Midi-Pyrénées	3	2
5-Bretagne	13	8	15-Nord Pas de Calais	6	2
6-Centre	1	1	18-Pays de la Loire	3	1
7-Champagne Ardennes	4	3	19-Picardie	0	0
8-Corse	0	0	20-Poitou Charente	3	3
9 Franche Comté	1	1	21-Provence-Cote d'azur	1	1
17-Haute Normandie	2	2	22-Rhône Alpes	4	3

Total	Nombre de candidats	retenus
	76	46

#### Annexe 4. Liste des projets individuels 2010

		Puissance kWe	Coût/kWe	Effluents (%)	Cultures éner
Alsace	GAEC Wangenberg	injection		91	0
Basse-Normandie	SCEA des Hayes	250	6792	66	0
	EARL La Turmelière	250	6710	58	8
	GAEC de Trecoeur	250	6375	65	4
	GAEC Pépinière	190	8194	73	10
	GAEC de la Tourelle	130	8956	66	0
	GAEC Godeau	210	7880	79	7
	GAEC du Boscor	240	6916	69	14
Bourgogne	SCEA l'abbaye	30	15692	84	0
	EARL les fermes	250	5816	7	15
	GAEC des Baillys	180	6645	85	9
Bretagne	GAEC du Gué	100	8826	84	8
	EARL des Rosiers	100	8600	87	0
	EARL de Reims	150	5767	54	0
	Fouchet Ludovic	100	8190	58	2
	SARL Rannou	250	6000	69	0
	GAEC Kerollet	190	5771	21	18
Centre	SCEA Croix Morin	190	6879	76	10
Champagnes-A	GAEC Duthoit	250	6288	71	0
	Arnaud Pilet	injection		51	0
	GAEC Charlemagne	150	7312	73	0
Haute-Normandie	EARL Pâtures vertes	190	7892	47	0
	EARL du Porche	130	7423	50	11
Ile-de-France	EARL Haravilliers	70	15800	77	0
Limousin	GAEC Bataillon	170	7224	98	0
Lorraine	EARL Mille Ecus	55	11024	67	0
	GAEC Barbezieux	140	7846	68	3
	EARL Sainte Marie	122	9322	47	20
	GAEC du grand parc	250	5256	47	32
Midi-Pyrénées	GAEC de Pargas	150	8779	96	0
	EPLEPPAF Vic	75	11267	61	13
Nord-P deC	EARL Cousin	150	7093	51	0
	EARL Lambert	38	10052	87	4
Pays de la Loire	GAEC Chiron	175	9516	75	6
Poitou-C	SCEA Bellevue	500	5400	39	8
Provence-A C A	GAEC balcon de Gap	150	6999	85	0
Rhône-Alpes	GAEC Conzié	600	7145		

## Annexe 5. Liste des projets collectifs 2010

Puissance (Kwe)	Région/Projet	Substrats utilisés	Quantités matières premières % d'origine agricole	Chaleur
2 050	Poitou-Charentes/ SAS méthadoux	fumier, lisier (50%), déchets agricoles, déchets IAA, rest, GMS, collect. nitrate usine	66 000 50 % o.a.	séchage digestats, luzerne
1 688	Rhône-Alpes/ SARL Siper	Sorgho en intercult, fumier, lisier, co-prod. (grde diversité)	51 600 32% o.a.	Scierie entreprises ZA, centre aquatique
700	Bretagne / GIE Menez Avel	Lisiers, Fumier cult. Graisses Step tontes (12%)	44 600 88 % o.a.	Séchage digestat
600	France-Comté/ Communauté de communes Vallon de Sancey	Lisiers, fumiers, lactosérum, tontes	39 000 74 % o.a. (24 % lactosérum)	Séchage digestats
570	Poitou-Charentes/ SAS Cap'Ter	Fumier, paille (produits relative-ment secs)	11 000 100 % o.a.	Eau chaude > IAA
525	Bretagne/ Sensiénergie	Lisiers cultures énergétiques	88%	
350	Aquitaine/CUMA Vallée des longs	Lisiers fumier boues	25 400 86 % o.a.	Chauffage hôpital
252	Alsace/ SAS Hilmar	Fumier + cult. + SP céréales	10 900 95 % o.a.	Elevages 1 IAA loc
190	Rhône-Alpes/ SARL Méthanéa	Lisier, fumier, cult., graisses IA (13 %)	9 700 87 % o.a.	Besoins exploitation dont séchage en grange

## Annexe 6. Stade de réalisation des projets par région

	2009/10	2009/10	2009/10	2009/10	2009/10	2009/10	2009/10
Région	Alsace	Aquitaine	Auvergne	Bourgogne	Bretagne	Centre	Champ.A
Nombre projets	4/2	6/1	4/0	1/3	12/8	14/1	4/3
Abandon	0/0	0/0	1/0		1/0	0/0	0/0
Attente ou études	0/2	0/0	0/0	0/1	3/3		2/1
Déclaration	0/0	1/0	0/0		0/3	4/1	
Autorisation en cours	2/0	3/0	0/0	1/2	0/2	2/0	
Autorisation ICPE	2/0	3/0	3/0		8/0	8/0	
Travaux démarrés	2/0	3/0	1/0	1/1	6/3	10/0	
Raccordement ERDF	0/0	1/0	2/0		2/0	1/0	2/0
Contrat d'achat	0/0	0/0	2/0		2/0	1/0	2/0
Mise en service	0/0	1/0	2/0	0/0	2/0	1/0	2/0

	2009/10	2009/10	2009/10	2009/10	2009/10	2009/10	2009/10
Région	Franche C	Ile-de-F.	Lanquedoc	Limousin	Lorraine	Midi-Pyrénées	Nord-Pas
Nombre projets	6/1	3/1	1/0	2/1	2/4	0/2	1/2
Abandon		1/0			0/0		
Attente ou études	0/1	0/1	1/0	0/1	0/0		
Déclaration	4/0				1/3		
Autorisation en cours		2/0		1/0	1/1		0/2
Autorisation ICPE	2/0			1/0	0/0		1/0
Travaux démarrés	5/0			1/0	2/3		
Raccordement ERDF	1/0				0/0		1/0
Contrat d'achat	1/0				0/0		0/0
Mise en service-	1/0	0/0		0/0	0/0		1/0

	2009/10	2009/10	2009/10	2009/10	2009/10	2009/10	2009/10
Région	B Norma	H Norma	Pays Loire	Picardie	Poitou C	PACA	Rhone. A
Nombre projets	6/7	4/2	6/1	1/0	2/3	0/1	3/3
Abandon	0/0	1/0	2/0	1/0			0/0
Attente ou études	1/4	0/2	0/1		0/1	0/1	0/0
Déclaration							0/0
Autorisation en cours					0/2		0/2
Autorisation ICPE		3/0	1/3 ?		2/0		3/1
Travaux démarrés	5/3	1/0	3/0		2/0		
Raccordement ERDF	2/0	2/0			1/0		3/0
Contrat d'achat	2/0	2/0			1/0		3/0
Mise en service	2/0	2/0	1/0		1/0		3/0

## Annexe 7 : Tarif de rachat de l'électricité. Comparaison France-Allemagne

Le tarif de rachat de l'électricité en Allemagne, applicable à compter du 1 janvier 2012, comprend plusieurs particularités qui le distinguent du tarif français :

- il est contracté pour une période de 20 ans mais est diminué de 2% par an, afin de prendre en compte les gains de productivité ;
- une prime spécifique est accordée pour les cultures énergétiques (prime Nawaro) et pour l'utilisation d'effluents d'élevage (prime effluents);
- le tarif s'applique par tranche cumulée ;
- la valorisation de la chaleur est une condition impérative pour accéder au tarif. Le taux de valorisation doit être supérieur à 60%, mais ce taux comprend la chaleur de procès.
- Autre condition d'éligibilité, la quantité de maïs ensilage utilisée doit être inférieure à 60% (en masse).

Ces particularités ne permettent pas une comparaison immédiate entre les deux tarifs.

Le calcul réalisé sur le même projet en France et en Allemagne montre que le tarif allemand reste très supérieur au tarif français.

Pour une installation de 300kWe, alimentée par des cultures énergétiques et 30% d'effluents d'élevage en Allemagne, 30% d'effluents en France complétés par divers coproduits, avec une valorisation hors procès de 50% de la chaleur produite, la prime est la suivante :

En Allemagne :

Hypothèses :

	Tonnage	%	Energie (kWh)	kWhel
Mais ensilage	3.500	47,30%	4.200.000	1.596.000
Herbe ensilage	1.600	21,62%	1.728.000	656.640
Lisier	1.800	24,32%	270.000	102.600
Fumier	500	6,76%	150.000	57.000
Total		100,00%	6.348.000	2.412.240

L'installation respecte la proportion maximale de maïs. Elle perçoit la prime NawaRo (6 c€/kWh jusqu'à 500kWel) pour la production électrique liée aux ensilages. Elle perçoit la prime effluents pour la production électrique liée au lisier et fumier (8c€ jusqu'à 500 kWel).

Tarif de base:

Tarif de base jusqu'à 150 kWel:

$$150\text{kWel} \times 8760 \text{ h/a} \times 14,3 \text{ c€/kWh} = \mathbf{187.902 \text{ €}}$$

Tarif de base pour l'électricité dans la tranche 150 à 500 kWel:

$$(300\text{kWel} \times 8000 \text{ h/a} - 150 \text{ kWel} \times 8760 \text{ h/a}) \times 12,3 \text{ c€/kWh} = \mathbf{133 578\text{€}}$$

Prime NawaRo:

$$(1.596.000 \text{ kWhel} + 656.640 \text{ kWhel}) \times 6 \text{ c€/kWh} = \mathbf{135.158,4 \text{ €}}$$

Prime effluents:

$$(102.600 \text{ kWhel} + 57.000 \text{ kWhel}) \times 8 \text{ c€/kWh} = \mathbf{12.768 \text{ €}}$$

TOTAL Tarif de base + Primes :	<b>471.374 €</b>
soit	
(471.374 €) / 2.412.240 kWh	= <b>19,54 c€/kWh</b>

Les montants du tarif de base et des primes sont dégressifs selon le barème ci-après :

Tarifs d'achat des installations de production d'électricité à partir de biomasse au 1er janvier 2012 en cts€/kWh						Rémunération spéciale								
						jusqu'à 150 kWel	jusqu'à 500 kWel	jusqu'à 750 kWel	jusqu'à 5 Mwel <sup>(1)</sup>	jusqu'à 20 Mwel <sup>(1)</sup>	très petites installations (jusqu'à 70 kWel)	méthanisation des déchets biodégradables.		
jusqu'à 500 kWel	jusqu'à 20 Mwel													
Tarif de base						<b>14,3</b>	<b>12,3</b>	<b>11,0</b>	<b>11,0</b>	<b>6,0</b>	<b>25,0<sup>(4)</sup></b>	<b>16,0</b>	<b>14,0</b>	
Tarif de combustible biomasse														
classe I : plantes énergétiques renouvelables						6	6	5/2,5 <sup>(2)</sup>	4/2,5 <sup>(2)</sup>	/				
classe II : lisier						8	8	8/6 <sup>(2)</sup>	8/6 <sup>(2)</sup>	/				
Bonus transformation de biogaz en biométhane	jusqu'à 700 Nm <sup>3</sup> /heure					3	3	3	3	3	3	3	3	
	de 700 à 1000 Nm <sup>3</sup> /heure					2	2	2	2	2	2	2	2	
	de 1000 à 1400 Nm <sup>3</sup> /heure					1	1	1	1	1	1	1	1	

(1) A partir de 2014, les installations d'une capacité supérieure à 750 kWel seront rémunérées uniquement selon le système de la commercialisation directe (voir point III).

(2) Le tarif de 5 cts/kWh s'applique à toutes les plantes énergétiques renouvelables, sauf les restes de bois qui bénéficient d'un tarif de 2,5 cts/kWh.

(3) Le tarif général de 8 cts/kWh est réduit à 6 cts/kWh pour certains excréments.

(4) Le combustible doit être composé d'au moins 80% de lisier (en masse).

(On peut noter dans le nouveau barème, un tarif unique de 25 cts/kWh pour les petites installations de moins de 70 kWel utilisant au moins 80% de lisier).

En France :

• Tarif de base :  $12,67\text{c€/kWe} \times (300 \times 8000\text{h} \times 90\%) = 273\ 672\text{€}$  (abattement de 10% pour autoconsommation électrique).

• Prime efficacité énergétique

Energie primaire du biogaz :  $300\text{ kWe} \times 8000/0,38 = 6\ 315\ 789\text{ kWh}$

Chaleur effectivement valorisée : 928 420 kWh

Calcul du coefficient de valorisation :  $V = (928\ 420 + 0,9 \times 2\ 400\ 000) / 0,97 \times 6\ 315\ 789\text{ kWh} = 50,41\%$

Prime d'efficacité énergétique  $P_e = 1,76\text{c€/kWe} \times 2\ 400\ 000 \times 0,9 = 38\ 016\text{€}$

• Prime traitement des effluents :

Valeur de Pr max pour 300kWe : 2,14

Valeur de Pr pour 30% d'effluents :  $0,53\text{c€} \times 2\ 400\ 000 \times 0,9 = 11\ 448\text{€}$

soit un total de **322 136€ /an**, ou **13,46c€/kWh**.