



Groupe de travail Biogaz *COSEI Energies renouvelables*

PROPOSITIONS D' ACTIONS POUR LA FILIERE BIOGAZ

INTRODUCTION

Le **Comité stratégique des éco-industries** (COSEI) a été créé en juillet 2008 par les ministres en charge de l'Environnement et de l'Industrie à la suite des recommandations du rapport sur le développement des éco-technologies remis en 2006 au Premier ministre par M. Thierry CHAMBOLLE. Il est l'instance de concertation entre les entreprises de l'environnement et des éco-activités, les pouvoirs publics et les syndicats de salariés, et il assure la concertation sur les orientations stratégiques pour les éco-industries.

Au sein du COSEI, quatre groupes sectoriels sur les filières industrielles vertes ont été créés : valorisation industrielle des déchets, eau et assainissement, production d'énergie renouvelable et efficacité énergétique (comprenant les réseaux électriques intelligents, le stockage de l'énergie et le bâtiment à faible impact environnemental).

Le présent groupe de travail s'inscrit dans la filière « énergies renouvelables » piloté par le Syndicat des énergies renouvelables.

Les travaux engagés dans le cadre de ce groupe de travail ont également vocation à alimenter les réflexions relatives au Plan national biogaz annoncé lors de la Conférence environnementale.

Le **groupe de travail biogaz du COSEI est présidé par Sébastien COUZY**, associé fondateur de la société Methaneo et administrateur de France biomasse énergie, la branche biomasse du Syndicat des énergies renouvelables (SER).

Le pilotage est assuré par le Syndicat des énergies renouvelables, l'animation et le secrétariat sont assurés par Elsa DEMANGEON, chef du département bioénergies du SER.

Il réunit des organismes représentatifs des entreprises de la filière : syndicats professionnels ou fédérations professionnelles, des représentants d'entreprises caractéristiques de la filière, des personnalités qualifiées, des organismes spécialisés dans la recherche, l'animation collective, l'enseignement ou la formation ainsi que les ministères de l'Ecologie du Développement durable et de l'Energie (MEDDE), du Redressement productif (MRP) et de l'Agriculture, de l'agroalimentaire et de la forêt (MAAF).

Le ministère des Affaires sociales et de la Santé (MASS) n'a pas participé directement aux travaux et aux réunions de ce groupe de travail mais il semble pertinent de le tenir informé des conclusions du groupe.

La liste des membres du groupe de travail est disponible en annexe du présent rapport.

METHANISATION ET BIOGAZ : PRESENTATION GENERALE

Définitions

La méthanisation est un processus naturel de dégradation biologique de la matière organique dans un milieu sans oxygène due à l'action de multiples micro-organismes (bactéries). Elle peut avoir lieu naturellement dans certains milieux tels que les marais ou peut être mise en œuvre volontairement dans des unités dédiées grâce à un équipement industriel.

Elle produit un gaz, appelé « biogaz », composé principalement de méthane (de 50 à 70%) et de dioxyde de carbone. C'est le méthane contenu dans le biogaz qui lui octroie ses vertus énergétiques.

Cette réaction produit également un résidu qu'il est ensuite possible de valoriser en tant que fertilisant pour l'agriculture.

La méthanisation a pour mérite d'être simultanément une filière de production d'énergie renouvelable et une filière alternative de traitement des déchets organiques.

Production de biogaz en m³ par tonne de matière

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

source : MEEDDM

Quelle est l'origine des matières organiques permettant la production de biogaz ?

Les matières organiques pouvant être traitées par méthanisation ont différentes origines. On retrouve principalement :

- Les coproduits, déchets et effluents **d'industries agro-alimentaires**
- **Les biodéchets de GMS et restauration**
- La fraction fermentescible des **ordures ménagères**
- Les boues de **stations d'épuration des eaux urbaines**
- Les coproduits, déchets et effluents **agricoles**
- **Les cultures agricoles (intermédiaires par exemple)**

Les centres de stockage des déchets (ISDND) produisent aussi du biogaz (biogaz dit « fatal » car sa production est inévitable). En l'absence d'une valorisation énergétique, ces unités sont obligées de brûler en torchère le biogaz afin de le transformer en CO₂, beaucoup moins nocif d'un point de vue climatique.

Quelles sont les utilisations possibles du biogaz ?

Le biogaz produit par la méthanisation peut être valorisé de différentes manières :

- Par la **production de chaleur** qui sera consommée à proximité du site de production ;
- Par la production d'électricité seule ;
- Par la production d'électricité et de chaleur combinée dans une centrale en **cogénération** ;
- Par l'**injection** dans les réseaux de gaz naturel après une étape d'épuration (le biogaz devient alors du biométhane) ;

- Par la transformation en **carburant** sous forme de **gaz naturel véhicule (GNV)**, en passant ou non par l'injection dans le réseau.

ZOOM SUR LE BIOMETHANE

Le développement du biométhane repose sur la production décentralisée d'un gaz vert d'origine 100% renouvelable qui valorise les déchets des collectivités, des agriculteurs et des industriels : en effet, le biogaz issu de la fermentation de ces déchets peut être valorisé sous forme de production in situ d'électricité combinée parfois à de la production de chaleur. Une fois purifié, le biométhane issu du biogaz peut aussi être injecté dans les réseaux de transport ou de distribution de gaz naturel, et être utilisé sous forme de biométhane carburant (bioGNV).

LES OBJECTIFS DE PRODUCTION D'ENERGIE A PARTIR DE BIOGAZ A L'HORIZON 2020

La France s'est fixé des objectifs ambitieux qui prévoient sur une dizaine d'années la **multiplication par quatre de la production d'électricité** (625 MW en 2020) et **de la production de chaleur** (555 ktep en 2020) à partir de biogaz par rapport à 2010

LES DIFFERENTS MODELES DE PROJETS OU INSTALLATIONS

Projet agricole à la ferme

Le projet est porté par un exploitant agricole (personnes physiques ou morales - GAEC, EARL,...) ou une structure détenue majoritairement par des agriculteurs (coopérative, SICA, SA...). L'exploitation agricole existe déjà, et la méthanisation vient comme complément de l'activité préexistante, pour mieux valoriser les déchets ou coproduits, tout en fournissant un revenu complémentaire et un fertilisant intéressant.

Projet agricole territorial

Les résidus agricoles, industriels, de collectivités et des GMS proviennent de plusieurs producteurs ou fournisseurs, qui peuvent être répartis sur différentes communes. Le projet prend donc une dimension territoriale en associant différentes compétences et ressources sur un territoire.

Projets industriels

Ce sont des projets d'industries (agroalimentaires, chimie, papeteries...) qui souhaitent mieux valoriser leurs coproduits ou déchets, ou de stations d'épuration souhaitant méthaniser leurs boues.

Valorisation de la Fraction Fermentescible des Ordures Ménagères (FFOM)

Il s'agit de centres de traitement d'ordures ménagères qui valorisent la FFOM après tri des ordures et récupération de cette fraction organique. Les projets sont conduits par les collectivités (qui peuvent s'associer en syndicat) ou des entreprises ou syndicats spécialisés dans la gestion des déchets.

Valorisation du biogaz de décharge

Les décharges produisent spontanément du biogaz car les déchets fermentescibles y sont régulièrement déposés. L'émission peut durer plusieurs dizaines d'années, d'abord à un rythme croissant, puis décroissant. Le processus peut être accéléré en humidifiant la matière, auquel cas le potentiel de production peut être récupéré entre 5 ou 10 ans. Sans installation particulière autre que le captage des gaz dans les alvéoles, on peut ainsi récupérer 60 m³ de méthane par tonne enfouie.

LES APPORTS DU DEVELOPPEMENT DE LA FILIERE METHANISATION

POUR L'ENVIRONNEMENT

Réduction des émissions de gaz à effet de serre grâce à la valorisation des déchets

En l'absence de valorisation par l'homme, le biogaz des décharges participe aux émissions naturelles de méthane, puissant gaz à effet de serre. La valorisation du biogaz empêche donc l'émission de ce méthane dont le pouvoir de réchauffement est 21 fois plus élevé que celui du CO₂ émis lors de sa valorisation. En outre, ce CO₂ fait partie du cycle de vie naturel de la biomasse et n'est pas d'origine fossile.

La production de biogaz à partir des déchets organiques permet de réduire les émissions de CO₂ puisque les fuites de méthane liées à leur fermentation (effluents) sont éliminées et valorisées sous forme d'énergie. L'utilisation de biométhane à la place du gaz naturel permet d'économiser du gaz naturel et remplace des émissions « artificielles » de CO₂ par des émissions « naturelles ».

Pendant sa croissance, la biomasse puise des ressources dans le sol et capte du CO₂. Après méthanisation, la matière est retournée au sol qu'elle enrichit, limitant ainsi l'usage d'engrais issus de la pétrochimie (fort poste d'émissions indirectes de GES).

Fabrication locale de carburant à partir de déchets

D'origine renouvelable, le biométhane carburant (bioGNV) est doté d'un bilan CO₂ très intéressant permettant une réduction des émissions de gaz à effet de serre de plus de 80%. Il possède en outre tous les atouts du carburant gaz naturel :

- aucune particule fine émise, particules responsable des maladies respiratoires notamment en zone urbaine
- réduction de 80% des émissions de NOx par rapport au gazole
- division par 2 les émissions sonores du moteur et atténuation des vibrations à tous les régimes de fonctionnement
- non toxique, difficilement inflammable et inodore

Avantages agronomiques

- Transformation du lisier et du fumier en un produit fertilisant plus facilement assimilable par les plantes, avec diminution des odeurs et des agents pathogènes
- Possibilité de transporter le fertilisant organique (en ce qui concerne la fraction solide)
- Traitement des déchets organiques à des prix compétitifs
- Suppression des insectes de la fosse de stockage
- Suppression des odeurs

POUR L'ECONOMIE, L'EMPLOI ET LES TERRITOIRES

Gestion durable des déchets organiques

Depuis le 1^{er} janvier 2012, les « gros producteurs » de déchets fermentescibles, y compris les collectivités, sont tenus de les faire traiter en vue de faciliter leur retour à la terre sous forme d'amendements organiques. La méthanisation s'inscrit parfaitement dans ce schéma tout en ayant l'avantage de produire de l'énergie renouvelable.

Aménagement du territoire

- Développement des réseaux de chaleur collectifs à prix très compétitifs grâce aux déchets
- Création de revenus supplémentaires pour les territoires ruraux

Autonomie énergétique et maîtrise du coût de l'énergie

Le biogaz constitue une énergie facilement stockable (gazomètre du digesteur, bouteilles de gaz, réseau de gaz), flexible, qui permet une production stable et prédictible sur court ou long terme. De plus, l'énergie

produite grâce au biogaz est la seule énergie renouvelable valorisée sous formes multiples en remplacement du pétrole, du gaz naturel, du fioul, du nucléaire.

La méthanisation permet aussi l'optimisation des process des industries agroalimentaires locales par l'utilisation de la chaleur pour la vaporisation d'eau, l'hygiénisation, la pasteurisation, le séchage, etc. Cela permet la diminution des coûts de traitement des déchets en interne et favorise la compétitivité.

Création d'une économie et d'une dynamique de marché autour de la méthanisation

- Diversification de revenus pour les exploitations agricoles, et réduction des coûts d'intrants (engrais, énergie).
- Création d'emplois locaux non délocalisables : par exemple conception et construction de sites, transport, fonctionnement et maintenance, conseil agricole
- Création d'une filière française de produits et technologies innovants.

LES EMPLOIS

La filière biogaz représente un gisement important de création d'emplois locaux et non délocalisables. Selon une étude du Club Biogaz-ATEE, le nombre d'emplois pouvant être créés à l'horizon 2020 est de **12 900 hommes par an et 5 000 emplois permanents**, dont plus de deux-tiers non délocalisables hors région.

➤ **Ces apports de la filière nécessitent un fort signal politique que les mesures détaillées ci-après proposent d'appuyer**

RELEVÉ DES PROPOSITIONS FORMULÉES PAR LA FILIÈRE

Thème	Proposition	Explication / Mise en œuvre
STRUCTURATION ET CONSOLIDATION DE LA FILIÈRE	<p>1. Identifier et animer une filière industrielle française en proposant un projet dans le cadre de l'appel à projets « structuration des filières industrielles » du programme des investissements d'avenir.</p> <p>2. Modifier les objectifs nationaux de la filière biogaz :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Affecter une clé de répartition entre les différentes filières (biogaz, valorisation des ordures ménagères, bois énergie, etc.) à la « production de d'électricité à partir de la biomasse » dans la Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI) pour la production d'électricité - Relever les objectifs de production de chaleur et d'électricité à partir du biogaz dans les Programmes Pluriannuels des Investissements (PPI) pour la production de chaleur et d'électricité pour 2020 et établir la contribution de la filière à horizon 	<p>→ Ce projet permettrait d'engager des actions concrètes et collectives dédiées à la structuration industrielle et économique de la filière.</p> <p>Il pourrait viser à :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Identifier les maillons de la chaîne de valeurs sur lesquels la France peut encore prendre des parts de marché ainsi que les entreprises françaises ayant les compétences et un potentiel de diversification dans cette filière (en termes de service ou de fabrication) et accompagner ces entreprises dans leurs nouvelles activités (par exemple, accompagner les équipementiers sur les aspects injection et cogénération) - Mettre en relation et coordonner l'ensemble des acteurs impliqués dans le développement de cette énergie ainsi que les initiatives régionales et nationales (agriculteurs, développeurs, bureaux d'études, constructeurs, fabricants, administrations, clusters, associations, pôles de compétitivité, etc.) afin d'engager des actions collectives de sensibilisation, de regroupements de moyens et d'accompagnement des entreprises, de l'innovation, de la recherche, etc. <p>→ Cela permettrait de fixer des objectifs « biogaz » à la hauteur des enjeux et des potentiels de développement de cette filière et de donner plus de visibilité à l'ensemble des acteurs impliqués.</p> <p>→ L'objectif 2030 devra se baser sur les estimations du gisement et sur les scénarios 2030-2050 réalisés par l'ADEME (3,7 Mtep soit 16,8% de dans le réseau de gaz, 0,4 Mtep soit 5% dans le réseau de chaleur, 0,7 Mtep soit 1,7% dans le réseau électrique et 1,2 Mtep d'usage direct en 2030 et 5 Mtep soit 22,3% de dans le réseau de gaz, 0,4 Mtep soit 5% dans le réseau de chaleur, 1,4 Mtep en usage direct en 2050). La répartition entre les différents usages du biogaz (chaleur, cogénération, injection) devra également être établie.</p> <p>L'objectif 2020 devra être établi de manière à ce que l'impulsion soit donnée pour que</p>

	<p>2030</p> <ul style="list-style-type: none"> - Etablir une Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) pour le secteur du transport et du gaz et y intégrer un objectif ambitieux pour le biométhane carburant et pour l'injection <p>3. Nommer un coordonnateur interministériel en charge du développement du biométhane carburant</p> <p>4. Développer l'Observatoire national de la biomasse et mener des études prospectives sur la disponibilité des ressources et des terres afin de donner la visibilité nécessaire pour se projeter et investir dans le développement d'une nouvelle filière.</p>	<p>l'objectif 2030 soit tenu et il conviendra de donner les moyens nécessaires pour un démarrage qui permette d'atteindre les objectifs</p> <p>→ A l'instar du coordinateur interministériel missionné sur le déploiement des bornes de recharge des véhicules électriques et hybrides rechargeables, le coordinateur en charge du développement du biométhane carburant permettra de soutenir l'action de la puissance publique et d'assurer la cohérence entre les différents ministères concernés par cette thématique.</p> <p>→ Cette mesure permettra de créer les conditions de visibilité nécessaires aux acteurs de la filière.</p>
<p>INNOVATION / RECHERCHE & DEVELOPPEMENT</p>	<p>1. - Stimuler l'innovation et la R&D en intégrant un volet dédié au biogaz dans l'ensemble des dispositifs d'aides publiques à l'innovation</p> <ul style="list-style-type: none"> - Faire émerger un centre technique national du biogaz, en prenant appui sur les organismes inter-professionnels existants (Club Biogaz ATEE, SER...) qui constituera une plateforme collaborative entre tous les acteurs de la filière, de l'amont à l'aval de la chaîne de valeurs - Coordonner les initiatives (structurer et regrouper) et donner de la visibilité aux acteurs de la filière sur 	<p>→ Les dispositifs visés sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Les appels à manifestation d'intérêt (AMI) démonstrateurs dans le cadre du programme des investissements d'avenir - Les appels à projets Instituts d'Excellence Energies Décarbonées (IEED) dans le cadre du programme des investissements d'avenir (à reconduire) - L'appel à projets éco-industries (DGCIS/OSEO/ADEME) dont le périmètre thématique englobe également la méthanisation - Les appels à projets de l'Agence Nationale de la Recherche (ANR) (à reconduire) <p>Les thématiques de recherche et d'innovation ciblées seront notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La valorisation de la production électrique en période de pointe journalière (stockage de gaz) ou saisonnière (stockage de matière) - L'optimisation des rendements des digesteurs (amélioration et stabilisation des rendements quelle que soit la nature des intrants)

	<p>l'ensemble des dispositifs de soutien à la R&D et à l'innovation existants</p> <p>2. S'assurer qu'il existe des dispositifs de soutien adaptés à chaque taille de projet et éviter les effets de seuil</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Le développement des technologies de 2^{ème} génération à partir d'autres ressources renouvelables (coproduits forestiers, industriels et agricoles,...) et de 3^{ème} génération à partir de nouvelle biomasse (micro-algues). Ceci permettrait notamment de développer ces technologies sur notre territoire et de constituer de nouvelles sous-filières type « bioraffinerie » par exemple. - Le développement des stations de biométhane carburant. - Le développement de solutions d'épuration du biogaz - Le développement de solutions optimisées de pilotage des installations - Le traitement et la valorisation des digestats - Les solutions et les équipements d'injection (ex : chromatographe, odorisation, ...) et contrôle de la qualité du gaz <p>→ Pour cela, réaliser une cartographie de l'ensemble des dispositifs existants (AMI, FUI, appels à projets régionaux, AAP éco-industrie, DUST, etc.) et de leurs conditions d'éligibilité</p>
<p>INTRANTS</p>	<p>1. Relever les seuils autorisés de volume d'intrants pour les différentes catégories d'ICPE</p> <p>2. Élargir la liste des intrants autorisés en régime de déclaration et d'enregistrement des ICPE</p> <p>3. Mettre en place des mécanismes favorisant l'utilisation des cultures intermédiaires tout en tenant compte du risque potentiel de conflit d'usage</p>	<p>→ Aujourd'hui les seuils prévus par la réglementation française sont plus contraignants que les seuils imposés dans la directive européenne relative aux émissions industrielles (IED) du 24 novembre 2010. Cette différence crée des distorsions de concurrence avec nos voisins européens qui expliquent notamment la fuite des déchets actuellement observée. Il convient donc de se rapprocher de la directive européenne en relevant les seuils à 70 tonnes/jour (au lieu de 30 actuellement) pour le régime de déclaration et 100 tonnes/jour (au lieu de 50 actuellement) pour le régime d'enregistrement</p> <p>→ Autoriser certains types de produits (intrants « sans risque ») jusqu'à un certain seuil dans les régimes de déclaration et d'enregistrement, par exemple pour certaines catégories de sous-produits animaux ou encore pour les déchets de restauration hygiénisés</p> <p>→ Instaurer un régime d'enregistrement pour les ICPE sous-rubrique 2781-2 « Méthanisation d'autres déchets (déchets ménagers, déchets animaux, boues d'épuration...) » et définir un seuil adapté</p> <p>→ Rendre homogène la prime sur les intrants dans les arrêtés tarifaires « injection » et « cogénération » en élargissant la prime de l'arrêté « cogénération » aux produits issus de cultures intercalaires à vocation énergétique et aux déchets agricoles, sylvicoles et agroalimentaires.</p>

	<p>par rapport à l'alimentaire</p> <p>4. Encourager la collecte de déchets triés à la source</p> <p>5. Encourager une valorisation locale des déchets</p> <p>6. Conclure, au plus vite, la procédure d'agrément sanitaire des boues de stations d'épuration (STEP) urbaines, et industrielles, pour l'injection de biométhane</p>	<p>→ Les financements régionaux alloués par l'ADEME ou les Conseils Régionaux et Généraux devront pouvoir être attribués dans le cas de l'utilisation de cultures intermédiaires comme élément stabilisateur de l'approvisionnement.</p> <p>→ Cette incitation passera notamment par :</p> <ul style="list-style-type: none"> * La mise en place de conteneurs dédiés aux bio-déchets en région pour les particuliers et/ou les professionnels * L'instauration de mécanismes incitatifs sur la mise en place du tri à la source et de la collecte sélective des biodéchets pour un traitement en méthanisation pour les grandes surfaces et les restaurateurs. Cette mesure permettrait d'accélérer la mise en place de ces comportements vertueux pour les producteurs de déchets * Il pourrait être envisagé une notion d'« empreinte carbone » sur les choix faits par les entreprises/collectivités pour le traitement et la valorisation de leurs déchets, assortis de taxes ou bonus/malus <p>→ Cette mesure favorisera les circuits de proximité et empêchera la "fuite" des déchets et leur valorisation dans d'autres régions ou à l'étranger.</p> <p>→ Elle passera par :</p> <ul style="list-style-type: none"> * L'évolution vers des plans départementaux d'élimination des déchets contraignants pour tous les producteurs * L'intégration, dans les plans départementaux d'élimination des déchets, d'une limite de distance entre le lieu de production et le lieu de traitement des bio-déchets * L'instauration d'une sanction en cas de non-respect de cette limite réglementaire : interdiction pure ou prélèvement d'une taxe <p>→ Il est actuellement impossible d'injecter du biométhane provenant des boues de STEP dans les réseaux de gaz naturel car l'AFSSET (devenue depuis ANSES) a d'abord rendu un avis défavorable (en 2008) à l'utilisation de ces intrants en raison d'un « manque de données disponibles pour évaluer l'existence d'un risque sanitaire ». Une nouvelle saisine est en cours, et un nouvel avis de l'ANSES est attendu au plus vite.</p>
--	---	---

<p>DOSSIERS ADMINISTRATIFS</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Raccourcir les délais d’instruction des dossiers administratifs et les délais de contractualisation 2. Harmoniser le traitement des dossiers, en particulier ICPE, par les administrations locales 3. Transcrire, en droit français, le mécanisme de double comptage (énergies renouvelables et transport) de certains biocarburants pour le biométhane carburant 4. Mettre en place les modalités d’application de la loi LAURE (Loi sur l’air et l’utilisation rationnelle de l’énergie) concernant l’acquisition obligatoire de véhicules propres et étendre cette obligation aux véhicules de plus de 3,5 tonnes 	<p>→ Les délais d’instructions des dossiers administratifs, par les différents organismes concernés, sont souvent longs et non-compatibles avec la gestion et le développement des projets. Pour résoudre ces difficultés, il convient de définir des engagements homogènes de délais contraignants :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pour les opérateurs de réseaux sur les procédures de raccordement (raccordement électrique et raccordement aux réseaux de gaz naturel) - pour EDF Obligation d’achat et les entreprises locales de distribution sur l’obtention des contrats d’achat - pour les services administratifs locaux sur le traitement des demandes d’autorisations ICPE <p>→ Cette harmonisation passera par la mise en place dans les DREAL et DDCSPP d’un service référent comportant un interlocuteur formé, la mise en place partagée d’une liste exhaustive des pièces demandées et l’annonce mutualisée des critères d’évaluation et des contrôles, etc. Une circulaire inspirée des bonnes pratiques de la méthanisation (s’inspirant par exemple du Guide Club Biogaz ATEE) serait pertinente.</p> <p>→ Conformément à la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, le décret n° 2011-1468 du 9 novembre 2011 prévoit que les biocarburants et bioliquides produits à partir de déchets et de résidus, de matières cellulosiques d'origine non alimentaire et de matières lignocellulosiques sont comptabilisés pour le double de leur valeur réelle en pouvoir calorifique ; il n'en va pas de même de l'arrêté d'application du 17 janvier 2012 qui occulte totalement le biométhane des produits éligibles à ce double comptage. Cet oubli constitue une distorsion de concurrence par rapport aux biocarburants liquides visés par cet arrêté et entrave le développement de ce carburant d’avenir.</p> <p>→ La loi LAURE, publiée en décembre 1996, prévoyait que « dans un délai de deux ans et sous réserve des contraintes liées aux nécessités du service, l'Etat, les établissements publics, les exploitants publics, les entreprises nationales, pour leurs activités n'appartenant pas au secteur concurrentiel, ainsi que les collectivités territoriales et leurs groupements, lorsqu'ils gèrent directement ou indirectement une flotte de plus de vingt véhicules, acquièrent ou utilisent, lors du renouvellement de leur parc automobile des véhicules fonctionnant à l'énergie électrique, au gaz de pétrole liquéfié ou au gaz naturel, dans la proportion minimale de 20%. Cette mesure s'applique à l'ensemble des véhicules desdits parcs automobiles à l'exception de ceux dont le poids total autorisé en charge</p>
---------------------------------------	--	--

	<p>5. Définir un cadre adapté pour le raccordement des projets dans le cadre des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR), améliorer la transparence sur le calcul des coûts de raccordement et étudier la mise en place de coûts forfaitaires de raccordement</p>	<p>excède 3,5 tonnes. »</p> <p>→ Aujourd’hui cette obligation est loin d’avoir été respectée par l’ensemble des acteurs visés et il convient de mettre en œuvre les modalités d’application de cette loi. Par ailleurs, compte-tenu de l’évolution des flottes de véhicules et de l’impact environnemental des poids lourds, il est nécessaire d’étendre cette obligation aux véhicules de plus de 3,5 tonnes</p> <p>→ Le coût du raccordement pour un projet peut varier très fortement (du simple au triple) d’un endroit à l’autre. Cette incertitude sur le coût final du raccordement obère le montage des projets biogaz pour lesquels la localisation est un élément très important et très complexe qui doit se réaliser en fonction des approvisionnements possibles.</p>
URBANISME	<p>1. Faciliter l’installation d’unités collectives lorsque c’est profitable (économiquement et agronomiquement) aux exploitants agricoles locaux</p>	<p>→ Ceci pourrait passer notamment par une simplification de la modification du PLU voire une redéfinition des règles de constructibilité en zone agricole (pour les projets pour lesquels les agriculteurs ont une minorité de blocage ou pour lesquels les agriculteurs retirent un intérêt du projet, ou ...)</p>
MODALITES TARIFAIRES	<p>1. Rendre les modalités tarifaires flexibles pour optimiser la valorisation du biogaz entre cogénération et injection</p> <p>2. Permettre d’obtenir le tarif d’achat actuel lors de l’augmentation de la puissance d’une installation existante</p> <p>3. Favoriser la production hivernale de gaz et d’électricité par un tarif plus élevé pendant cette période et prendre en compte la puissance réelle produite pour le tarif de base</p>	<p>→ Permettre en particulier la double valorisation et le passage à l’injection en cas de perte du débouché chaleur ou à la cogénération en cas de disparition ou réduction du débit de gaz dans le réseau.</p> <p>→ Les unités de méthanisation fonctionnant actuellement devraient avoir droit au niveau de tarif actuel en raison notamment de la variabilité du prix des matières et produits utilisés.</p> <p>→ Cette mesure permettrait une meilleure adéquation des besoins et de la production et cette nouvelle tarification différenciée serait cohérente avec celle des tarifs de vente régulés. D’autre part certaines matières (fumiers notamment) sont produites en quantités plus importantes en hiver. La non-différenciation des tarifs été/hiver, ainsi que la prise en compte de la puissance maximale installée dans le tarif de base entraînent pour les producteurs la nécessité de lisser la production et ainsi de stocker les matières produites</p>

	<p>4. Mettre en place un tarif de l'électricité différencié jour/nuit</p> <p>5. Limiter les différentiels de tarifs existants entre les petits et les gros projets</p> <p>6. Modifier les modalités de la prime à l'efficacité énergétique</p> <p>7. Modifier les modalités de la prime pour le traitement d'effluent d'élevage pour les projets de cogénération (voir également la partie « Les INTRANTS »)</p> <p>8. Dans l'arrêté tarifaire « injection », mettre en place un mécanisme de valorisation du biogaz dans le cas d'une utilisation directe par un site industriel voisin</p>	<p>l'hiver.</p> <p>→ Cela aidera à l'équilibrage du réseau</p> <p>→ Le modèle territorial permet de mobiliser sur le territoire des déchets à fort potentiel énergétique, une valorisation de l'énergie thermique sur des sites industriels et la production d'une quantité de biogaz importante. Aujourd'hui les tarifs de base attribués aux petits projets (moins de 50 m³/h ou 150 kW) sont entre 19% et 48% supérieurs à ceux attribués aux gros projets (plus de 350 m³/h ou 2 MW). En effet, les deux types d'installations (centralisées et à la ferme) sont complémentaires. Il n'y a pas de raison d'en pénaliser une par rapport à l'autre ; l'écart de tarif n'est pas cohérent avec le gain lié à l'effet d'échelle (surtout en intégrant le pré et post-traitement).</p> <p>→ Augmenter la prime à l'efficacité énergétique pour les projets de cogénération</p> <p>→ Modifier la méthode de calcul de la prime et rendre éligible le remplacement du chauffage électrique par la chaleur de cogénération ou l'hygiénisation</p> <p>→ Rendre éligibles à la prime les consommations de chaleur créées après la mise en service de l'installation. Actuellement seules les consommations mises en service en même temps que l'installation sont éligibles à la prime à l'efficacité énergétique, cette situation n'incite pas à la conversion vers une chaleur renouvelable.</p> <p>→ Transformer la prime pour le traitement d'effluent d'élevage en prime pour l'utilisation de matières agricoles à vocation non alimentaire et rendre ainsi éligibles, dans le cadre de la prime pour le traitement d'effluent d'élevage, les résidus agricoles et les cultures intermédiaires, ou encore l'herbe de fauche sur prairies permanentes.</p> <p>→ Fixer le montant de la prime sans lien avec la puissance des installations</p> <p>→ Cela permettrait de valoriser la production locale de biogaz sans l'injecter nécessairement dans le réseau.</p> <p>→ Séparer, par exemple dans les cahiers des charges, les lots « équipements » et</p>
--	--	---

	<p>9. Mettre en place, dans les tarifs et appels d'offres, des critères différenciant pour favoriser la valeur ajoutée française</p> <p>10. Maintenir un procédé de REX technico-économique (retour d'expérience) quel que soit le type de valorisation</p>	<p>« construction » pour permettre de valoriser les segments sur lesquels la France possède une valeur ajoutée importante.</p> <p>→ Cela permettrait d'obtenir un suivi économique sur les projets, de réaliser une évaluation des mesures régulière et programmée et d'envisager les évolutions adaptées.</p>
<p>FINANCEMENT DES PROJETS</p>	<p>1. Raccourcir les délais de traitement des dossiers de subventions par les services administratifs locaux et régionaux</p> <p>2. Harmoniser le traitement des dossiers de subventions par les services administratifs locaux</p> <p>3. Adapter les dispositifs de subvention à la méthanisation :</p>	<p>→ Définir des engagements contraignants sur les délais de traitement de ces dossiers</p> <p>→ Cette harmonisation passera par la mise en place d'un service référent comportant un interlocuteur formé, la mise en place partagée d'une liste exhaustive des pièces demandées et l'annonce mutualisée des critères d'évaluation et des contrôles, etc.</p> <p>→ Si le tarif ne permet pas la rentabilité sans subventions, comme c'est le cas aujourd'hui, mise en place d'un système lisible et transparent sur le niveau et les conditions d'attribution des subventions basé sur :</p> <ul style="list-style-type: none"> * l'homogénéisation nationale des niveaux de subventions et des niveaux de subventions dépendant de certains critères de qualité environnementale/sécurité du projet : induire des cycles vertueux, par exemple (sujets possibles : rayon d'approvisionnement circonscrit, hygiénisation, traitement aval du digestat, etc.) * Une subvention garantie et d'un niveau (% de l'investissement) connu à l'avance si le projet respecte les critères établis (barème), voire un barème financier (TRI de référence ADEME) * Un guichet unique pour les différents services (ADEME, région, FEDER, agence de l'eau...) <p>→ L'équilibre financier des opérations suppose une limitation du niveau d'endettement. Les subventions ont un caractère incitatif fort et sont indispensables, en l'état actuel, à l'équilibre des projets.</p> <p>→ Simplifier le versement des dites subventions afin d'en faciliter leur préfinancement par les banques et ainsi sécuriser le financement des investissements</p>

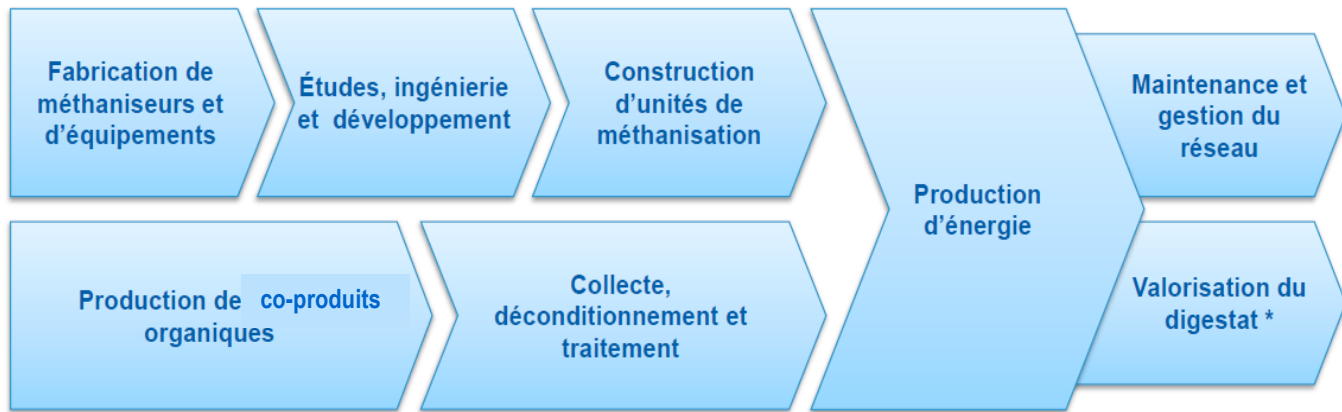
	<ul style="list-style-type: none"> - Maintenir le dispositif Fonds chaleur et doubler sa dotation annuelle jusqu'en 2020 - Maintenir le dispositif Fonds déchets, augmenter son enveloppe et les moyens humains affectés - A l'instar du Fonds Chaleur, créer un fonds biométhane carburant géré par l'ADEME <p>4. Mener une étude sur les montages/investissements innovants dans les stations de distribution de biométhane carburant</p> <p>5. Faciliter l'accès au crédit</p>	<p>→ Pour les projets de réseaux de chaleur, le Fonds chaleur, à travers le financement de plus de 1600 installations depuis sa mise en place en 2009 (seulement sept installations de valorisation thermique du biogaz en cogénération), a montré toute sa pertinence et son efficacité en termes d'atteinte des objectifs fixés pour 2020, d'équilibre de la balance commerciale et de réduction de la facture énergétique. Il est nécessaire de pérenniser ce dispositif et d'établir à 500 M€ son budget annuel. Par ailleurs, il convient d'améliorer la visibilité sur la possibilité de mobiliser le Fonds chaleur pour les projets d'injection dans le réseau.</p> <p>→ Le Fonds déchets destiné à promouvoir les bonnes pratiques en matière de gestion des déchets a déjà permis de soutenir 101 installations de méthanisation pour 4 564 tep/an produits (31 millions d'euros en 2012, le même montant prévu en 2013). Ce dispositif, en complément du Fonds chaleur, est donc le plus adapté au soutien de la filière biogaz, il convient donc de le pérenniser, d'augmenter sa dotation pour atteindre les objectifs fixés en matière de déchets et d'accroître les moyens humains qui lui sont affectés.</p> <p>→ Ce fonds permettra de formaliser et d'harmoniser les aides régionales ADEME concernant l'acquisition de véhicules GNV (dans le cadre de l'utilisation avec du biométhane carburant) et la création de stations de distribution de biométhane carburant.</p> <p>→ Cette étude permettrait par exemple d'étudier la possibilité de faire financer par les opérateurs de réseaux les investissements dans les stations de distribution</p> <p>→ Cette étude permettrait également d'étudier des montages innovants permettant aux communes d'acheter de manière groupée (groupements de commandes) flottes de véhicule et/ou stations et/ou carburant, ce qui permettrait de rendre les stations interopérables entre elles.</p> <p>→ Créer un Fonds de Garantie dédié à la filière méthanisation et biométhane chez OSEO</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ce fonds permettra de pallier le déficit temporaire de retour d'expérience et l'absence de valeur des actifs financés. - Créer un produit de ligne de crédit par signature (garantie d'achèvement, de bonne fin, de restitution d'acompte...) chez OSEO au profit des projets d'unités de méthanisation « clés en mains » adossé à un Fonds de garantie dédié.
--	--	--

	<p>6. Faciliter l'accès au financement des projets par la BPI</p> <p>7. Simplifier l'accès à l'emprunt par la mise en place de pools bancaires régionaux</p> <p>8. Fixer des critères de montant et de nature des investissements de rénovation des installations de cogénération</p>	<p>→ A inscrire dans les priorités de la BPI</p> <p>→ Ces pools existent déjà dans certaines régions (Centre, Languedoc-Roussillon, etc.)</p> <p>→ Certains contrats d'installations de valorisation du biogaz, en particulier les Installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND), arrivent à échéance depuis 2011. Or l'article 9 ter du décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat précise que « les installations ayant fait l'objet d'investissements de rénovation peuvent, dans certaines conditions, être considérées comme ayant été mises en service pour la première fois et ainsi prétendre aux nouvelles conditions tarifaires ».</p>
<p>VALORISATION DU DIGESTAT</p>	<p>1. Accélérer les travaux de normalisation sur le digestat afin de créer une filière de production d'engrais et définir des fourchettes de valeurs acceptables pour l'azote, le phosphore, et le potassium (N, P, K), en remplacement de seuils</p> <p>2. Tant que le statut du digestat est « déchet », moduler le cahier des charges du plan d'épandage en fonction de la typologie des intrants (exemple : agricole / non agricole)</p>	<p>→ Cette mesure permettra ainsi d'éviter les plans d'épandage.</p> <p>→ Cette évolution réglementaire permettrait ainsi de :</p> <ul style="list-style-type: none"> * limiter le nombre de paramètres d'analyses de sol * être a minima certain de ne pas avoir de contraintes supplémentaires pour un digestat agricole que pour les mêmes produits non digérés épandus aujourd'hui * réaliser des cartographies de l'aptitude des sols à l'épandage moins précises (ou par groupe de parcelles/ îlots semblables) et plus adaptées à l'enjeu réel en considérant notamment le principe de « proportionnalité » proposé par certaines administrations. * Ces simplifications pourraient être validées dans le cadre des arrêtés ICPE méthanisation mais également utiliser l'article 48 de l'arrêté de février 1998 qui propose des dérogations.

	3. Tant que le statut du digestat est « déchet », faciliter la possibilité d'ajouter ou retirer une exploitation du périmètre du plan d'épandage sans risquer de remettre en cause tout le document dans sa totalité (% de surface tolérée plus importante, etc.)	→ Cette mesure permettrait d'éviter d'établir - à nouveau et en totalité - un nouveau plan d'épandage lorsque des modifications mineures sont apportées (changement de raison sociale, changement de surface, etc.)
FORMATION ET SENSIBILISATION DU PUBLIC	1. Dans tous les documents administratifs, réglementaires ou de communication, parler systématiquement en MWh primaires et non en MW installés ou équivalents 2. Améliorer l'offre de formation initiale et continue sur la thématique du biogaz	→ Ceci permettrait de mettre en avant les avantages du biogaz (production en continu, production de chaleur, substitution aux énergies fossiles, adaptation à la demande,...) et d'avoir un moyen de ne pas différencier l'unité de mesure pour les projets de cogénération et d'injection → Créer des filières de formation adaptées (par exemple en mettant en place des DUT et BTS « biogaz ») et améliorer la formation des ingénieurs sur cette thématique → Intégrer un volet biogaz/biométhane dans les cursus formant aux métiers agricoles, de l'agronomie, et de l'environnement afin d'améliorer le niveau de qualification des professionnels de la filière (études, construction, exploitation...) → Créer, sur l'ensemble du territoire, des formations de courte durée à destination des professionnels souhaitant se former sur cette filière
DISPOSITIFS INCITATIFS	1. Mettre en place des mesures fiscales en faveur du développement du biométhane carburant 2. Mettre en place des mesures publiques incitatives pour les projets ayant des finalités vertueuses au niveau environnemental	→ Instaurer une incitation fiscale pour les sociétés de taxi à rouler au biométhane carburant → Introduire une exonération d'écotaxe pour les poids lourds à carburant GNV/biométhane carburant → Rétablir l'exonération de taxe pour les véhicules de société fonctionnant au GNV ou biométhane carburant → Mettre en place un bonus « qualité de l'air » à l'acquisition d'un véhicule GNV ou biométhane carburant → Promouvoir, auprès des régions, la possibilité d'exonération des taxes d'immatriculation pour les véhicules GNV ou biométhane carburant → Créer une logique de prime à l'efficacité environnementale, avec un coefficient homogène en France afin de rétribuer les projets qui permettent de rendre un service environnemental, par exemple par rapport à l'eau : - problématique nitrates dans les zones vulnérables

	<p>3. Réduire l'assiette de la Cotisation financière des Entreprises (CFE) pour les installations de méthanisation</p> <p>4. Instaurer des mécanismes incitatifs sur la mise en place du tri à la source et de la collecte sélective des biodéchets pour un traitement en méthanisation pour les grandes surfaces et les restaurateurs</p> <p>5. Mettre en place des solutions autres pour résoudre les problèmes de capacité d'absorption des réseaux (transport de GNL...) comme la possibilité de rebours du gaz injecté du réseau de distribution au réseau de transport, grâce à un poste de compression exploité par GRDF,</p> <p>6. Faciliter/encadrer le transport du biogaz brut sur le domaine public</p> <p>7. Mise en place de mécanismes permettant de limiter la concurrence des pays limitrophes pour les gisements</p>	<p>- plan algues vertes</p> <p>→ Les installations de méthanisation participant à la protection de l'environnement, il conviendrait de réduire l'assiette de la CFE de 8% de la valeur des biens immobiliers constatés au bilan à 4%. Cette réduction d'assiette se justifie par l'activité de production d'énergie renouvelable, qu'il convient d'encourager sur les territoires. Cette réduction de taxe CFE rentrerait dans les mesures de l'agenda 21 de la collectivité qui encourage l'installation d'unité de production d'ENR.</p> <p>→ Cette mesure permettrait d'accélérer la mise en place de ces comportements vertueux pour les producteurs de déchets</p> <p>→ Pas de contrainte de débit injectable pour les projets, quelle que soit leur localisation</p> <p>→ Economie énergétique (compression pour réseau de transport quelques mois par an seulement, pour une partie du débit)</p> <p>→ Permet de décentraliser l'utilisation du biogaz (exemple : une cogénération biogaz sur le site d'une usine consommatrice de chaleur/à proximité d'un réseau de chaleur urbain)</p> <p>→ Ayant des tarifs plus élevés, certains pays limitrophes (Belgique, Allemagne, Italie notamment) viennent actuellement chercher des déchets en France, déstabilisant ainsi le marché, et renvoient leurs digestats séchés sur notre territoire. Outre une augmentation du tarif en France qui permettrait de lutter contre ce phénomène, il pourrait être envisagé une notion d'« empreinte carbone » sur les choix faits par les entreprises/collectivités pour le traitement et la valorisation de leurs déchets, assortis de taxes ou bonus/malus. Ainsi, une entreprise agro-alimentaire de Bordeaux qui déciderait de faire traiter ses déchets en Belgique à meilleur prix, serait taxée et de fait incitée à une valorisation locale</p>
--	--	--

ANNEXE 1. LA CHAÎNE DE VALEUR DE LA FILIÈRE BIOGAZ



Source : Club biogaz – ATEE

ANNEXE 2. BIBLIOGRAPHIE

- **Lettre ouverte aux candidats à la présidentielle : Actions prioritaires pour soutenir le biogaz – Club Biogaz-ATEE (mars 2012)**
- **Etat des lieux de la filière méthanisation en France – Club Biogaz-ATEE (septembre 2011)**
- **Etude Filières vertes stratégiques – ALCIMED (février 2013)**
- **Livre Blanc des énergies renouvelables – SER (janvier 2012)**
- **Vers l'autonomie énergétique des territoires, Méthanisation et biogaz, une filière d'avenir – ARENE IdF, RAEE, Club Biogaz (octobre 2012)**
- **Site du ministère de l'Ecologie, du développement Durable et de l'Energie**
- **Etude sur les emplois dans la filière biogaz de 2005 à 2020 – Club Biogaz-ATEE (février 2011)**
- **Guide de bonnes pratiques pour les projets de méthanisation – Club Biogaz ATEE (décembre 2011)**

ANNEXE 3. LISTE DES MEMBRES DU GROUPE DE TRAVAIL

1. ADEME
2. CLUB BIOGAZ ATEE
3. COOP DE FRANCE
4. DGCIS/MRP
5. DGEC
6. EDF EN - VERDESIS
7. ENERGIE HAUTE NORMANDIE
8. GRDF
9. MAAF/DGPAAT
10. METHANEO
11. NASKEO
12. OSEO
13. SER-FBE
14. TRAME AAMF